

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA



MATHEUS HENRIQUE MARCONI

**ALOCÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO, LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO A REDUÇÃO DE PERDAS
TÉCNICAS E A CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DO SISTEMA QUANTO ÀS
SOBRETENSÕES NAS BARRAS.**

UBERLÂNDIA

2021

MATHEUS HENRIQUE MARCONI

ALOCÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO, LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO A REDUÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E A CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DO SISTEMA QUANTO ÀS SOBRETENSÕES NAS BARRAS.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Giordanni da Silva Troncha

UBERLÂNDIA

2021

TERMO DE APROVAÇÃO

MATHEUS HENRIQUE MARCONI

ALOCÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO, LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO A REDUÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E A CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DO SISTEMA QUANTO ÀS SOBRETENSÕES NAS BARRAS.

Prof. Carlos Eduardo Tavares, Dr. (UFU)

Prof. Arthur Costa de Souza, Dr. (UFU)

Uberlândia, 06 de junho de 2020

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais por todo o apoio durante a jornada de estudos.

À minha namorada e sua família pelo apoio nos momentos de dificuldade em Uberlândia.

À minha família em geral, principalmente minha avó e meu irmão que sempre me apoiaram mesmo acerca das dificuldades.

A todos os meus amigos de curso, pelo auxílio, amizade e companheirismo durante a trajetória.

Ao professor Prof. Giordanni da Silva Troncha pela amizade e orientação, aos demais docentes da Faculdade de Engenharia Elétrica de Uberlândia, por todo o empenho.

“O importante é não parar de questionar.”

Albert Einstein

RESUMO

A crescente demanda pelo consumo de energia elétrica e a preocupação com a diversificação da matriz energética vem impulsionando a utilização de geradores de energia de menor porte em comparação com a geração de energia centralizada. O desenvolvimento da tecnologia e o envolvimento da computação tem contribuído para a solução de problemas práticos encontrados na sociedade, como no campo da energia elétrica.

A geração distribuída (GD) tem aparecido e tomado espaço neste cenário, se mostrando uma ótima alternativa de geração de energia não centralizada. Esta monografia está fundamentada na alocação de geradores distribuídos, mais precisamente direcionada para alocação de Unidades Fotovoltaicas (UnFV).

A monografia traz, num primeiro momento, o estado da arte sintetizado acerca das estratégias utilizadas para solução do problema da alocação ótima de unidades de geração distribuída. Nesse sentido, após levantamento bibliográfico, é escolhida uma estratégia de otimização, a qual se mostra promissora para solucionar problemas dessa natureza.

Para mais, foram realizados dois estudos de caso, nos quais foram simulados dois sistemas elétricos, sendo estes o IEEE de 33 e 50 barras. A estratégia implementada tem por finalidade verificar o melhor posicionamento dos geradores levando em consideração a redução das perdas elétricas ativas, mantendo os níveis de tensão em patamares adequados além de otimizar o dimensionamento das GDs em termos de potência instalada. A ferramenta utilizada foi a meta heurística conhecida como computação evolutiva com funções objetivo traçadas para escolher os melhores pontos de conexão do sistema, apontar a potência a ser instalada e manter os níveis de tensão adequados, tendo como base os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Dessa forma, as metas de otimização são: encontrar a melhor solução para o problema da alocação ótima de unidades de geração, tendo em vista a redução de perdas técnicas no sistema sem que os níveis de tensão fiquem fora do estabelecido na regulamentação.

À luz desses fatos, levantou-se as perdas com e sem alocação de geradores e a relação de potência instalada em termos das perdas técnicas. Além disso, foi feita a comparação dos níveis de tensão pré e pós inserção das unidades. Destaca-se de antemão que o algoritmo se mostrou promissor para solução desse problema, trazendo bons resultados para os objetivos almejados.

Palavra-chave: Geração Distribuída. Inteligência Artificial. Algoritmos Evolutivos. Otimização de GD. Alocação de Geradores.

ABSTRACT

The growing demand for electric energy consumption and the concern with the diversification of the energy matrix has been driving the use of smaller energy generators compared to centralized energy generation. The development of technology and the involvement of computing has contributed to the solution of practical problems found in society, such as in the field of energy.

Distributed Generation (DG) has appeared and taken space in this scenario, proving to be an excellent alternative for non-centralized energy generation. This monograph is based on the allocation of distributed generators, more precisely directed towards the allocation of Photovoltaic Units.

The monograph brings, at first, a synthesized state of the art about the strategies used to solve the problem of optimal allocation of distributed generation units. In this sense, after a literature review, an optimization strategy is chosen, which shows promise for solving problems of this nature.

Furthermore, two case studies were carried out, in which two electrical systems were simulated, these being the 33- and 50-bus IEEE. The strategy implemented is intended to verify the best positioning of generators, taking into account the reduction of active electrical losses, keeping voltage levels at adequate levels, in addition to optimizing the dimensioning of DGs in terms of installed power. The tool used was the heuristic goal known as evolutionary computing with objective functions designed to choose the best connection points of the system, indicate the power to be installed and maintain the appropriate voltage levels, based on the Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Thus, the optimization goals are: finding the best solution to the problem of optimal allocation of generation units, with a view to reducing technical losses in the system without voltage levels falling outside of what is established in the regulations.

In light of these facts, losses with and without allocation of generators and the installed power ratio in terms of technical losses were surveyed. In addition, the pre- and post-insertion tension levels of the units were compared. It is highlighted beforehand that the algorithm proved to be promising for solving this problem, bringing good results for the desired objectives.

Keywords: Distributed Generation. Artificial Intelligence. Evolutionary algorithms. GD optimization. Sources Allocation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Relação entre energia renovável e não renovável no brasil e no mundo.....	14
Figura 2 - Novos investimentos globais em energia sustentável em bilhões de dólares.....	15
Figura 3 - Projeção da contribuição fotovoltaica até 2030 no brasil.....	16
Figura 4 - Evolução do brasil no ranking mundial de energia Solar.....	17
Figura 5 - Geração distribuída, esquematização.....	18
Figura 6 - Perfil de Tensão com e sem alocação para a simulação realizada em [20]	22
Figura 7 - Representação das perdas com e sem alocação para a simulação realizada em [20]...	22
Figura 8 - Representação das perdas com e sem alocação de GDs para a simulação realizada em [21]	23
Figura 9 - Representação dos genes que compõe um cromossomo Y em [23]	24
Figura 10 - Representação do fluxo de potência num alimentador de distribuição.....	30
Figura 11 - Fluxograma de funcionamento do algoritmo.....	33
Figura 12 - Diagrama unifilar sistema <i>IEEE</i> 33 barras.....	37
Figura 13 - Diagrama unifilar sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	38
Figura 14 - Perfil de tensão sem alocação para o sistema <i>IEEE</i> 33 barras.....	40
Figura 15 - Perfil de tensão com alocação de 1 gerador para o sistema <i>IEEE</i> 33 barras.....	41
Figura 16 - Perfil de tensão com alocação de 2 geradores para o sistema <i>IEEE</i> 33 barras.....	42
Figura 17 - Perfil de tensão com alocação de 3 geradores para o sistema <i>IEEE</i> 33 barras.....	43
Figura 18 - Perfil de tensão com alocação de 4 geradores para o sistema <i>IEEE</i> 33 barras.....	44
Figura 19 - Perfil de tensão com alocação de 5 geradores para o sistema <i>IEEE</i> 33 barras.....	45
Figura 20 - Perfil de perdas com a inserção de geradores para o sistema <i>IEEE</i> 33 barras.....	46
Figura 21 - Comparação dos fatores K para o sistema <i>IEEE</i> 33 barras.....	47
Figura 22 - Perfil de tensão inicial sem alocação para o sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	49
Figura 23 - Perfil de tensão com alocação de 1 gerador para o sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	50
Figura 24 - Perfil de tensão com alocação de 2 geradores para o sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	51
Figura 25 - Perfil de tensão com alocação de 3 geradores para o sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	52
Figura 26 - Perfil de tensão com alocação de 4 geradores para o sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	53
Figura 27 - Perfil de tensão com alocação de 5 geradores para o sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	54
Figura 28 - Perfil de perdas com a inserção de geradores para o sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	55
Figura 29 - Comparação dos fatores K para o sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	56
Figura 30 - Curva do fator K para os cinco casos simulados no sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	57
Figura 31 - Fluxo de potência com geração de ativo por energia solar fotovoltaica.....	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Recursos utilizados para a simulação do algoritmo.....	34
Tabela 2 – Valores hipotéticos para exemplificação da tabela de resultados para <i>IEEE</i> 33 barras e 50 barras.....	36
Tabela 3 – Tensões iniciais nas barras para o sistema <i>IEEE</i> 33 barras.....	39
Tabela 4 – Tabela de resultados para <i>IEEE</i> 33 com alocação de 1 gerador.....	41
Tabela 5 – Tabela de resultados para <i>IEEE</i> 33 barras com alocação de 2 geradores.....	42
Tabela 6 – Tabela de resultados para <i>IEEE</i> 33 barras com alocação de 3 geradores.....	43
Tabela 7 – Tabela de resultados para <i>IEEE</i> 33 barras com alocação de 4 geradores.....	44
Tabela 8 – Tabela de resultados para <i>IEEE</i> 33 barras com alocação de 5 geradores.....	45
Tabela 9 – Perdas para alocação de até 10 geradores.....	46
Tabela 10 – Perfil de tensão inicial sem simulação para o sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	48
Tabela 11 – Tabela de resultados para <i>IEEE</i> 50 com alocação de 1 gerador.....	50
Tabela 12 – Tabela de resultados para <i>IEEE</i> 50 barras com alocação de 2 geradores.....	51
Tabela 13 – Tabela de resultados para <i>IEEE</i> 50 barras com alocação de 3 geradores.....	52
Tabela 14 – Tabela de resultados para <i>IEEE</i> 50 barras com alocação de 4 geradores.....	53
Tabela 15 – Tabela de resultados para <i>IEEE</i> 50 barras com alocação de 5 geradores.....	54
Tabela 16 – Perdas para alocação de até 10 geradores no sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	55
Tabela 17 – Valores encontrados para a simulação no sistema <i>IEEE</i> 50 barras com restrição de inserção de geradores.....	56
Tabela 18 – Valores de tensão encontrados para as simulações no sistema <i>IEEE</i> 33 barras.....	59
Tabela 19 – Valores de tensão encontrados para as simulações no sistema <i>IEEE</i> 50 barras.....	61

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>IEEE</i>	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
UnFV	Unidade Fotovoltaica
TI	Tecnologia da informação
ProGD	Programa de desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
GD	Geração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>IRENA</i>	International Renewable Energy Agency
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SEP	Sistema Elétrico de Potência
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
MSP	Método das Somas das Potências
<i>ACO</i>	<i>Ant Colony Optimization</i>
ED	Evolução Diferencial
<i>MVO</i>	<i>Multi Verse Optimization</i>
<i>ABC</i>	<i>Artificial Bee Colony</i>
IA	Inteligência Artificial
PAC	Ponto de Acoplamento

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO	13
1.1 Considerações Iniciais	13
1.2 Motivação e Cenário Atual	14
1.3 Justificativa	18
1.4 Objetivo	19
1.5 Organização	20
2 – ESTADO DA ARTE	21
2.1 – Considerações Iniciais	21
2.2 – Estratégias e Técnicas Utilizadas	21
2.3 – Considerações Finais	27
3 – METODOLOGIA	28
3.1 – Considerações Iniciais	28
3.2 – Fundamentação Teórica	28
3.2.1 – O Método das Somas das Potências (MSP)	28
3.2.2 – Computação evolutiva	31
3.3 - Software e Hardware Utilizados	34
3.4 – Considerações Finais	35
4 – ESTUDO DE CASO	36
4.1 – Considerações Iniciais	36
4.2 – Modelagem dos Sistemas	37
4.2.1 – <i>IEEE</i> 33 barras	37
4.2.2 – <i>IEEE</i> 50 barras	38
4.3 ESTUDO DE CASO 1 - <i>IEEE</i> DE 33 BARRAS	38
4.3.1 Caso 1 – Alocação de 1 gerador	40
4.3.2 Caso 2 – Alocação de 2 geradores	42
4.3.3 Caso 3 – Alocação de 3 geradores	43
4.3.4 Caso 4 – Alocação de 4 geradores	44
4.3.5 Caso 5 – Alocação de 5 geradores	45
4.3.6 Perfil de Perdas para a alocação de 1 a 10 geradores	46
4.3.7 Relação do fator K para os 5 casos realizados	47
4.4 ESTUDO DE CASO 2 - <i>IEEE</i> 50 BARRAS	47
4.4.1 Caso 1 – Alocação de 1 gerador	49

4.4.2 Caso 2 – Alocação de 2 geradores	51
4.4.3 Caso 3 – Alocação de 3 geradores	52
4.4.4 Caso 4 – Alocação de 4 geradores	53
4.4.5 Caso 5 – Alocação de 5 geradores	54
4.4.6 Perfil de Perdas para a alocação de 1 a 10 geradores no sistema <i>IEEE</i> ..	55
4.4.7 Relação do fator K para os 5 casos realizados no sistema <i>IEEE</i> 50 barras	56
4.4.8 Análise do sistema <i>IEEE</i> 50 barras com restrição de alocação	56
4.5 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	57
4.5.1 Análise e discussão dos resultados: Sistema <i>IEEE</i> de 33 barras	59
4.5.2 Análise e discussão dos resultados: Sistema <i>IEEE</i> de 50 barras	61
4.5.3 Análise do sistema com restrição de alocação de geradores	63
5 – CONCLUSÃO	63
5.1 Conclusões	63
5.2 Sugestões para trabalhos futuros	64
REFERÊNCIAS	65
APÊNDICE I	68
APÊNDICE II	69

1 – INTRODUÇÃO

1.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Com o crescimento da geração distribuída no mundo, entende-se também a necessidade de estudos que busquem otimizar indicadores de performance dos sistemas elétricos de potência, buscando a redução de custos e aumento da eficiência. Uma vez que a matriz energética brasileira tem passado por mudanças e apresentado índices satisfatórios no que tange a inserção de fontes renováveis, quando comparado à matriz energética mundial, a preocupação com os impactos e os reforços de rede tem sido pauta de uma série de estudos [1]. Além disso, a micro geração de energia do tipo solar fotovoltaica, tem aumentado expressivamente, amparada por incentivos governamentais e, assim sendo, tem incentivado pesquisadores ao redor do mundo a buscarem soluções para a alocação ótima desses recursos, almejando o maior custo-benefício aos agentes envolvidos [2].

Nesse contexto, este trabalho traz uma visão das tecnologias que têm sido utilizadas para otimizar a alocação de micro e mini geradores solares distribuídos, conhecidos como Unidades de Geração Fotovoltaica (UnFV). Com o avanço da tecnologia nas últimas décadas e o desenvolvimento acelerado da computação, a proximidade entre áreas da Tecnologia da Informação (TI) e soluções dentro do campo da engenharia elétrica tem entusiasmado os pesquisadores.

Atualmente, dispõe-se de uma gama de algoritmos associados à inteligência artificial, e que, quando adaptados à necessidade de pesquisa em foco, otimizam problemas reais encontrados pela sociedade [3]. Dessa forma, tem-se visto várias aplicações de estratégias computacionais baseadas em observações da natureza, em que, por exemplo, algumas espécies utilizam seus recursos biológicos para encontrar soluções que irão otimizar a maneira de se comportarem e viverem.

Assim sendo, via de regra, as pesquisas no âmbito das otimizações meta-heurísticas, com destaque as mais aplicadas em problemas de engenharia, tem como foco principal, solucionar problemas para os quais não se conhece algoritmo eficiente. No âmbito específico da engenharia, otimizações implicam em melhorias técnicas e financeiras, e, dessa forma, contribuições vistas com bons olhos por parte de agentes do setor elétrico.

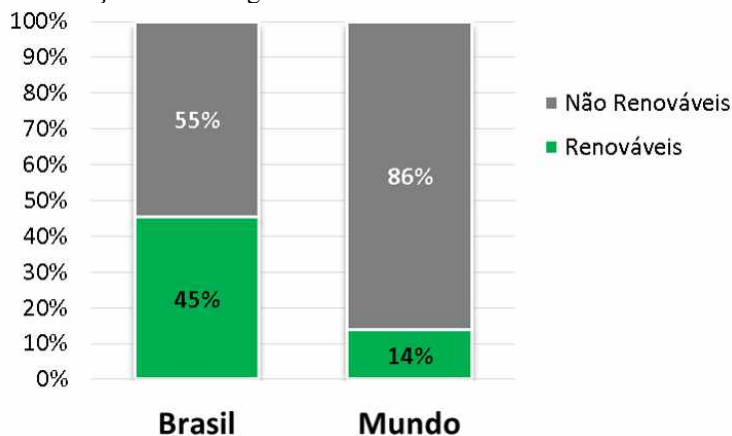
1.2 – MOTIVAÇÃO E CENÁRIO ATUAL

A manipulação de formas de energia para a realização de trabalho faz parte das atividades desenvolvidas pelos seres humanos desde que se aprendeu a manipular o fogo, na pré-história. Após o primeiro choque do petróleo em 1973, no qual os países árabes exportadores dessa *commodity* proclamaram um embargo aos aliados de Israel, causando um aumento exagerado no valor do barril. A partir de então, os países mais desenvolvidos buscaram um modelo integrado para planejar a relação entre economia e energia [4].

Nos últimos anos, dentre as avaliações realizadas enfatizando custo e energia, destacou-se a competitividade das fontes alternativas de energia. A esse respeito, os preços de equilíbrio a longo prazo incentivaram olhares críticos para o cenário [5].

Nesse contexto, o levantamento sobre a matriz energética de 2018, realizado por [1], aponta que, no Brasil, 45% de toda a geração já era associada a fontes de geração de energia renovável, enquanto o mundo retorna apenas 14%. Indubitavelmente, o Brasil está entre os maiores produtores de energia renovável do mundo. Isto se dá, em suma, devido as condições ambientais favoráveis além de incentivos governamentais, os quais viabilizaram grande parte dos investimentos até aqui. [6]. Como incentivos, destaca-se a compensação de crédito para até 60 meses, geração em múltiplas unidades consumidoras o que permite que a energia seja repartida entre vários consumidores, a possibilidade de união e consórcio de energia a partir da geração compartilhada. Em 2013, o senado aprovou um projeto de lei que permitiu a redução de impostos para equipamentos fotovoltaicos, e nesta mesma linha, o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD) prevê incentivos financeiros de até 100 bilhões em investimentos até 2030, como destaca-se em [7]. Na figura 1, vê-se a relação entre a energia renovável e não renovável no Brasil e no mundo.

Figura 1 – Relação entre energia renovável e não renovável no Brasil e no mundo.

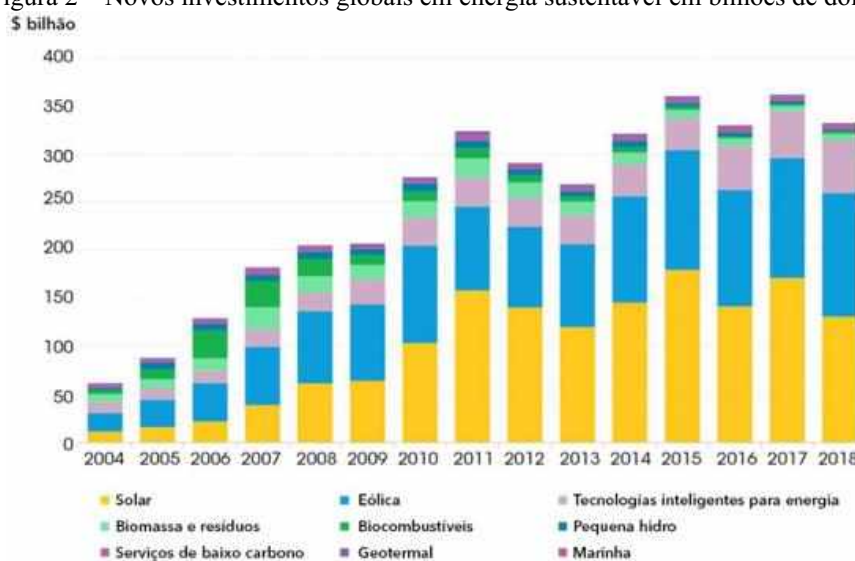


Fonte: [1] (2018)

Com o crescimento acelerado da energia renovável, especialistas afirmam que o consumo de energia elétrica no Brasil tende a aumentar cerca de 2,2% ao ano até 2040, o que supera a média global de 1,2% ao ano. Consequentemente, a participação do petróleo na matriz energética nacional tende a cair de 40% para 34% até meados de 2040 [8].

No âmbito dos investimentos em energia solar ao redor do mundo, por exemplo, as cifras superaram 332,11 bilhões de dólares no ano de 2018, sendo, de forma consecutiva, o quinto ano em que os investimentos ultrapassam o teto de 300 bilhões de dólares. Concomitantemente, nesse sentido, o investimento público mundial voltado às empresas especializadas em geração de energia “limpa” obteve um crescimento de cerca de 20% [9].

Figura 2 – Novos investimentos globais em energia sustentável em bilhões de dólares

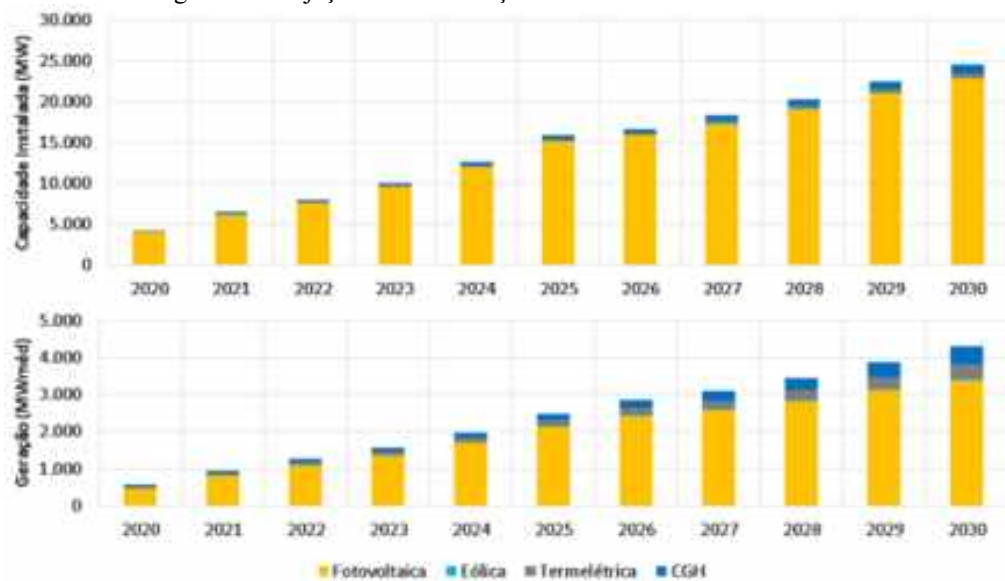


Fonte: [9] (2018)

Ainda no que tange à energia renovável, a contribuição ambiental, no que se refere à diminuição da emissão de gases do efeito estufa, tem ganhado força no cenário mundial. Empresas e países pelo mundo vêm buscando uma geração de energia mais sustentável, dita “verde”, do inglês, *Green Energy*. A União Europeia, por exemplo, planeja banir a fabricação de automóveis movidos a combustíveis fósseis até meados de 2035 [10]. Nesta mesma conjuntura, alguns fornecedores que atendem ao mercado de fontes de GD’s estão em busca de melhores alternativas que permitam uma adaptação às demandas advindas do mercado. A Solar Edge, por exemplo, grande fabricante de componentes de sistemas fotovoltaicos já possui alguns conversores que trazem carregadores para carros elétricos acoplados aos seus inversores *On-Grid*, o que explicita o advento do veículo elétrico e salienta a mudança do cenário energético global de uma forma geral [11].

Com a necessidade da diversificação da matriz energética brasileira, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), órgão regulador de energia, por meio da resolução normativa ANEEL nº 482/2012, estabeleceu que os consumidores finais podem gerar energia em suas próprias residências, além de incentivar o uso das fontes renováveis, destaque para os sistemas fotovoltaicos. Desde então, estima-se que até meados de 2030, a maior parte da geração de energia brasileira, na forma de recursos distribuídos, popularmente conhecidos como GD (Geração Distribuída), seja relacionada a energia solar fotovoltaica [12]. De acordo com a ANEEL [2], em 2019 o Brasil ultrapassou a marca de 1GW de energia não centralizada, instalados como micro e mini geração distribuída [5].

Figura 3 – Projeção da contribuição fotovoltaica até 2030 no Brasil



Fonte: [13] (2018)

Em 2020, o Brasil alcançou a posição de 16º país no *ranking* mundial de geração de energia solar fotovoltaica com 4,53GW de capacidade de potência instalada, segundo a *International Renewable Energy Agency* (IRENA) [14]. Com isso, apontou-se uma redução da emissão de cerca de 1,1 milhão de toneladas de gases do efeito estufa, mais de 224 mil novos empregos gerados e aproximadamente 11,3 bilhões de reais arrecadados na forma de tributos [15].

Figura 4 – Evolução do Brasil no *ranking* mundial de energia solar.

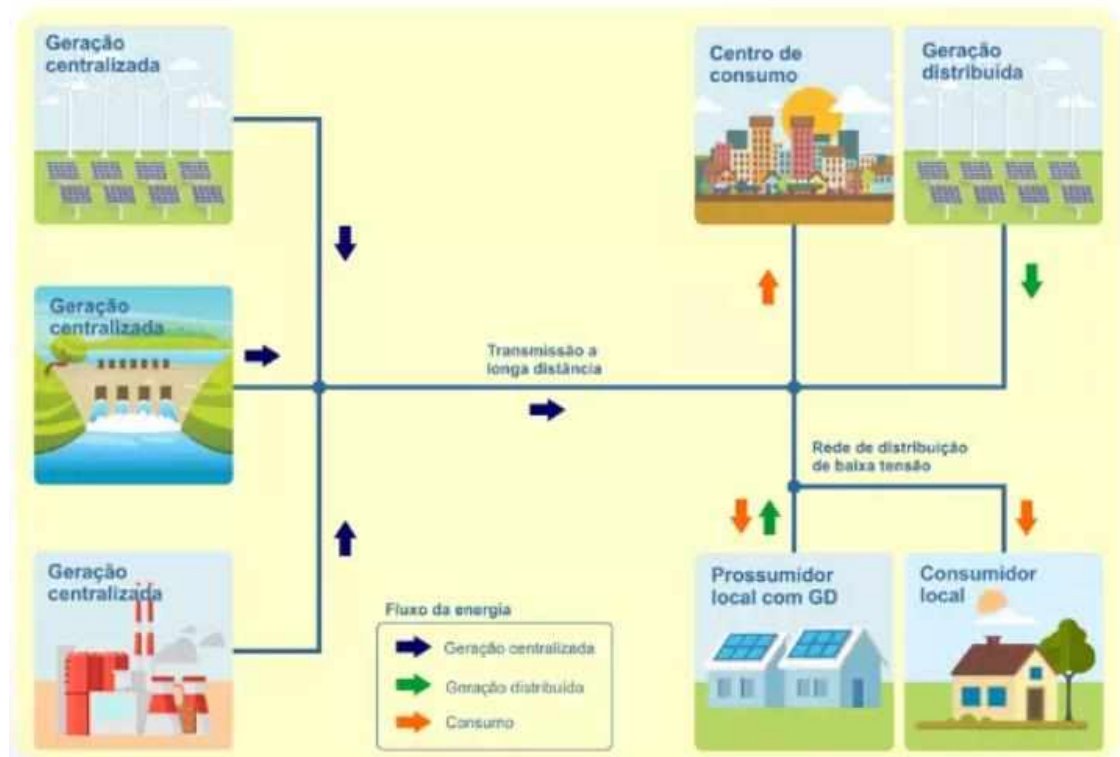


Fonte: [15] (2020)

Na perspectiva do planejamento energético, anualmente é elaborado um plano decenal de expansão de energia pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), sendo este, uma projeção para expansão da energia durante os próximos 10 anos. Segundo a agência, os resultados para a micro e mini geração distribuída tem superado as expectativas e estima-se que até meados de 2017 já haviam cerca de 1,35 milhões de consumidores fazendo uso de sistemas distribuídos de geração [16]. Em termos de operação, a geração distribuída tem contribuição não só para o consumidor final, mas também para o sistema de distribuição de energia elétrica, visto que esta modalidade de geração quando alocada de forma planejada, ajuda na redução de perdas técnicas, otimização de investimentos em ativos de rede além do aumento da confiabilidade do sistema elétrico de potência.

A geração distribuída é a modalidade de geração de energia em que o local de geração e o consumidor estão próximos, e via de regra, com menor porte em relação às usinas de geração centralizadas de energia. Enquanto a geração centralizada no Brasil, atualmente, baseia-se em grandes usinas termelétricas e hidrelétricas, a geração distribuída está relacionada muitas vezes a geradores como os fotovoltaicos, usinas eólicas e de biomassa [17].

Figura 5 – Geração distribuída, esquematização.



Fonte: [17] (2020)

1.3 – JUSTIFICATIVA

As concessionárias de energia são responsáveis pela distribuição da energia que chega até o consumidor final. Sendo assim, é de competência desse agente garantir que a energia seja entregue com determinado padrão de qualidade e dentro das normas e regulamentações existentes no país.

Entretanto, para que os estudos que buscam atender as exigências sejam realizados de forma eficaz e com rápida solução, são dispostas ferramentas computacionais que gerenciam as variáveis de importância rastreadas em cada caso a ser estudado. Estes recursos contribuem para uma solução definitiva dos problemas que ocasionalmente venham a ocorrer no sistema de distribuição. Indo além, com o avanço da computação, as análises preditivas, ou seja, aquelas que preveem as condições antes da implementação de qualquer solução no sistema, têm sido aplicadas veementemente.

Com a crescente instalação de GDs no país, surgiu também novas necessidades de regulamentações, estudos de viabilidade do sistema local para instalação de geradores e os impactos que estes causariam no SEP (Sistemas Elétrico de Potência), assim como uma nova e atraente área de pesquisa denominada de capacidade de hospedagem das redes, do inglês,

Hosting Capacity. Dessa forma, pesquisas têm sido realizadas em busca da otimização da alocação de GD's em relação à potência instalada e seu posicionamento ideal. Busca-se, nesse interim, as melhores configurações de rede, as quais retornam índices satisfatórios de parâmetros, tais como: perdas técnicas, variações de tensão, sobretensões, distorções harmônicas e desequilíbrios, que são regulados pelo PRODIST [18].

Nesse cenário, é possível perceber, que mesmo que a geração distribuída traga uma gama de benefícios, é necessário que haja um planejamento estratégico por parte dos operadores da rede, no intuito de aumentar a capacidade de hospedagem do sistema, mais especificamente em aspectos relacionados às perdas técnicas e aspectos relacionados à qualidade do produto. À luz dos fatos, a contribuição com a alocação ótima de unidades de geração distribuída, bem como o dimensionamento, posicionamento e rastreamento do nível de tensão em caráter técnico e econômico desafia e motiva cada dia mais pesquisadores do setor.

1.4 – OBJETIVO

Diante do cenário exposto, este trabalho busca levantar um estado da arte sumarizado e consistente quanto às soluções para alocação ótima de GDs em sistemas de distribuição. A estratégia sob foco deve solucionar o problema da alocação ótima de recursos distribuídos, levando em consideração os seguintes objetivos: a redução das perdas técnicas, verificação do nível de tensão nas barras quando há alocação de GDs e dimensionamento ótimo das unidades. Feito o levantamento das estratégias, será destacada aquela com maior eficiência, segundo o autor, para o cumprimento desses objetivos.

A fim de ilustrar a operação do algoritmo escolhido, dois estudos de casos são realizados, os detalhes sobre o algoritmo serão discutidos no capítulo 3. O foco principal do algoritmo está associado a otimização na redução de perdas, bem como a localização da melhor barra para a instalação do aparato, além da supervisão do nível de tensão do sistema analisado, quando há alocação desse tipo de recurso. Para cumprimento do objetivo proposto, será utilizado o método do fluxo de potência com varredura inversa, conhecido como Método das Somas das Potências (MSP).

Assim sendo, busca-se com essa monografia:

- Destacar alguns dos principais e mais recentes trabalhos no que diz respeito à otimização de geração distribuída e pesquisas promissoras neste aspecto;
- Modelar e analisar a ferramenta de alocação ótima aplicada a dois sistemas elétricos distintos. Os sistemas de *benchmarking* do IEEE de 33 e 50 barras, respectivamente.

- Destacar os resultados e analisá-los;
- Propor algumas possibilidades de trabalhos futuros.

1.5 – ORGANIZAÇÃO

Buscando um melhor entendimento da monografia, esta foi dividida em 5 capítulos.

No capítulo 1, foi apresentado a introdução do trabalho, a motivação, justificativa e os objetivos aqui norteados, munindo o leitor das informações que motivam o desenvolvimento desta monografia.

No capítulo 2, levantou-se aspectos bibliográficos em relação aos trabalhos científicos desenvolvidos para alocação de geradores abordando as metodologias utilizadas para cada solução, e, também, a ênfase que estes trabalhos trazem no âmbito da solução de problemas de alocação de geradores no sistema elétrico de potência.

O capítulo 3 contém os modelos matemáticos aplicados no decorrer do trabalho, o método do fluxo de carga utilizado, a representação da meta heurística aplicada, fluxograma de funcionamento do algoritmo e o material utilizado para o desenvolvimento, como *softwares* e *hardwares*.

O capítulo 4 se estabelece com o estudo de caso realizado, a apresentação dos sistemas *IEEE 33* e *50* barras utilizados para simulação e expõe os resultados e suas discussões acerca dos dados obtidos, bem como os pontos de questionamento levantados.

No capítulo 5, conclui-se o trabalho sintetizando o que foi apresentado e descrevendo sobre a conclusão dos resultados obtidos, pontos satisfatórios e de melhorias, e, também, sugestões para trabalhos futuros.

2 – ESTADO DA ARTE

2.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo, serão apresentados alguns trabalhos promissores que tratam do problema da alocação ótima de recursos geradores distribuídos em sistemas elétricos. Este, é um problema de natureza combinatória, multimodal, com uma vasta gama de possibilidades de solução e uma série de opções de funções que podem ser tomadas como objetivo. No decorrer do capítulo, serão citadas diferentes abordagens de algoritmos, tais como: Algoritmos Genéticos, Otimização por Colônia de Formigas, Otimização por Colônia de Abelhas, Evolução Diferencial, entre outros métodos destacados na literatura.

Assim sendo, este capítulo se baseia no levantamento bibliográfico em torno do tema, apresentação de discussões acerca das ferramentas, no que tange à alocação de recursos, para embasar a escolha da estratégia a ser aplicada posteriormente no estudo de caso.

2.2 – ESTRATÉGIAS E TÉCNICAS UTILIZADAS

No trabalho realizado em [19], observou-se o perfil de tensão e as perdas elétricas, quando se insere uma nova fonte de geração de 5MW na rede elétrica sob pauta, enfatizando a importância do local de posicionamento em relação à variação das perdas totais. Contudo, não foi realizada nenhuma simulação computacional que busque a alocação de forma automatizada. Os autores ainda apontam para a necessidade de se buscar os pontos ótimos de inserção e destacam os benefícios que esse tipo de análise preditiva pode trazer ao sistema.

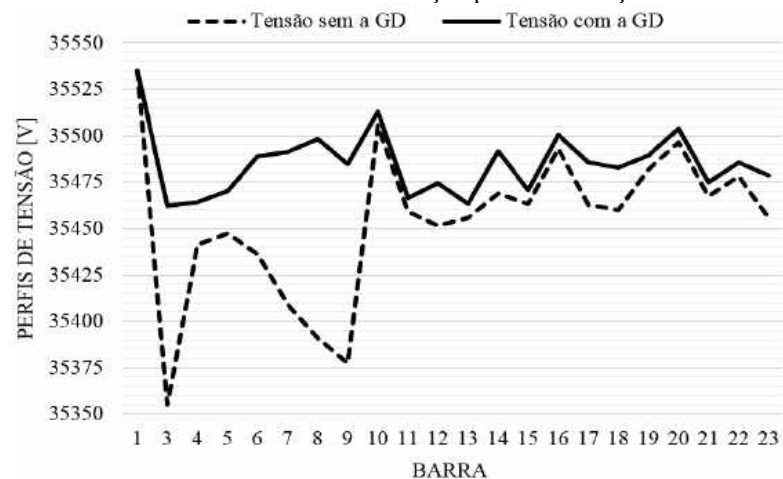
Adicionalmente, nota-se no decorrer do trabalho que nem sempre o local que retorna a menor perda acumulada no sistema é aquele que apresenta o melhor perfil de tensão. Logo, destaca-se a necessidade de controlar as duas variáveis, de acordo com a prioridade do problema, caso a caso.

Em [20], analisou-se através de um novo algoritmo proposto pelo autor o planejamento e a expansão da rede de acordo com a alocação de novos geradores. Percebe-se, neste caso, que a análise é feita direcionando a função objetivo à redução de custos em um alimentador de média tensão. Com a inserção de novos geradores, ficou evidente uma nova reconfiguração da rede radial, respeitando todos os parâmetros necessários e buscando entregar energia com qualidade, continuidade e redução de perdas técnicas, que impactam na eficiência do sistema.

Como resultado, obteve-se um bom algoritmo para a otimização da nova configuração radial do alimentador, porém, segundo o autor, como melhoria para o algoritmo, pode-se trabalhar com a busca de “n” diferentes soluções, ao invés de uma única solução para cada aplicação do algoritmo, e, dessa forma, reduzir os riscos de solução conhecidos como ótimos locais.

Foi simulado um sistema radial com 23 barras e então representado o perfil de tensão antes e depois da alocação da unidade de geração, bem como foram ilustradas as perdas antes e depois da aplicação da estratégia.

Figura 6 – Perfil de tensão com e sem alocação para a simulação realizada em [20]



Fonte: [12]

As perdas encontradas são evidenciadas na Figura 7 em sequência.

Figura 7 – Representação das perdas com e sem alocação para a simulação realizada em [20]

CASO	PG_8^B (MW)	Perdas Elétricas (kW)	Subestação (MW)
Sem GD	-	14,410	6,350611
Com GD	2,122113	8,178	4,222065

Fonte: [20]

Em [21], foi aplicada a meta heurística conhecida como Colônia de Formigas para a otimização do local de geradores em alimentadores de média tensão, mesmo problema apresentado anteriormente por [20]. Segundo o autor, foi tomado como objetivo principal da otimização, diminuir os custos de implementação do sistema e reduzir as perdas técnicas envolvidas. O sistema foi testado em um alimentador de 33 barras, buscando respostas sobre a eficiência da implementação desse tipo de metodologia.

O algoritmo de otimização baseado na colônia de formigas, do inglês, *Ant Colony Optimization (ACO)*, apresenta bons resultados para problemas de natureza combinatória, como é conhecido a otimização de GD's. Para o fluxo de potência, utilizou-se o Método das Somas das Potências (MSP) por não trabalhar com matrizes de impedâncias ou admitâncias o que reduz consideravelmente o tempo de simulação. O resultado expõe a robustez do algoritmo, devido à rapidez de convergência, além de evidenciar a facilidade de aplicação da ferramenta. Nesse caso, foram avaliados também os níveis de tensão nas barras.

Os resultados obtidos em [21] para um alimentador de 33 barras estão apresentados a seguir, exemplificando o número de GD's a serem instaladas em barras determinadas após simulação, perdas iniciais do sistema e as perdas finais após os resultados obtidos na figura 8.

Figura 8 – Representação das perdas com e sem alocação de GDs para a simulação realizada em [21]

Barra	Opção de GD (nº)	P (kW)
10	2	250
14	2	250
17	2	250
25	2	250
29	2	250
31	3	500
Antes GD		Após GD
Perdas totais	202.7 (kW)	81.75 (kW)

Fonte: [21]

Em [22] buscou-se a alocação ótima de GD's no intuito de minimizar as perdas ativas de potência inerentes ao fluxo de carga e analisar os desvios de tensão para cenários de aplicação de geradores. Nesse caso, segundo o autor, analisou-se uma curva diária de carga discretizada em períodos de uma em uma hora. Para essa pesquisa, limites de tensão e corrente foram impostos e o algoritmo para o fluxo de carga utilizado foi o *Newton Raphson*. Aqui, o problema de otimização foi encarado como uma solução binária, ou seja, a resposta retorna 0 ou 1. Se 0, a resposta será negativa quanto à alocação do gerador, enquanto se 1, representa uma resposta positiva para a alocação. Como ferramenta, foi utilizado o *software Matlab* para a implementação e simulação dos modelos e das funções objetivo, sendo o estudo discutido e realizado num sistema de 33 barras.

Ainda em [22], segundo o autor, o modelo apresenta resultados diretos e satisfatórios. Assim, para ele, a aplicação dessa ferramenta no setor elétrico quando se trata da otimização do local de conexão de geradores distribuídos, quando o foco estiver voltado para a minimização do custo do sistema, é incentivada.

Em [23] o autor aplicou o algoritmo conhecido como Evolução Diferencial afim de encontrar indivíduos que satisfizessem os parâmetros pré-determinados das barras disponíveis para alocação de GD. Para tanto, todas as barras com exceção da barra de referência (alimentação da concessionária) foram avaliadas. Utilizando o MSP, o autor calculou o fluxo de potência para representar as perdas iniciais do sistema e comparar essas perdas com as encontradas após a alocação dos geradores. O algoritmo é baseado em um cromossomo composto por genes que somam, em sua totalidade, “n” vezes o número de geradores. De posse desse raciocínio, por exemplo, a alocação de um único gerador retorna um cromossomo com 2 genes, enquanto 10 geradores retornam 20 genes no mesmo cromossomo.

À luz dos fatos expostos, foram simuladas duas características distintas de unidades de geração distribuídas. No primeiro caso, apenas a injeção de potência ativa foi foco de análise, enquanto, no segundo caso, foi analisado um gerador com injeção de potência ativa e reativa. Todas as barras de alocação, para o último caso, se comportam como barras do tipo PQ. Os resultados encontrados trazem ótimas respostas quanto ao tempo de simulação, potência a ser inserida e local de acoplamento. Contudo, não há análise do perfil de tensão nas barras, que inclusive, foi citado pelo autor como sugestão para trabalhos futuros.

Figura 9 – Representação dos genes que compõe um cromossomo Y em [23]

Indivíduo	Nº de genes	Cromossomo					
		Gene 1	Gene 2	Gene 3	Gene 4	Gene 5	Gene 6
Indivíduo 1	2	26	504.7	-	-	-	-
Indivíduo 2	4	4	3	181.0	2989.5	-	-
Indivíduo 3	6	28	1	3040.1	1528.5	108.1	3654.3

Fonte: [23]

Em [24], é proposto um algoritmo capaz de calcular os valores financeiros economizados ao se inserir uma unidade de geração distribuída quando alocada na melhor posição na rede. Para isso, a autora busca o ponto ótimo para a inserção do gerador, tomando como parâmetro local a minimização das perdas totais do sistema.

Sendo assim, utilizou-se o *Matlab* para implementação dos códigos da estratégia proposta e o *Matpower* para cálculo do fluxo de potência. O trabalho almejou com a utilização do método da redução quadrática, otimizar os custos de implementação de geradores num alimentador de média tensão. O método baseia-se em encontrar uma aproximação a partir de 3 pontos fornecidos. Com os valores inseridos como parâmetro inicial, a partir dos testes

realizados, estima-se o quarto ponto. Entretanto, como a aproximação se dá através de uma equação de segundo grau, a aplicação só é justificada em intervalos pequenos.

A partir de dados da ANEEL, em [24] foi desenvolvido um método para estimar o custo evitado, partindo do pressuposto de custos fixos por MW instalados no alimentador, com a otimização da alocação de GDs. Dessa forma, segundo os resultados expostos pela autora, a estimativa de custos relacionados a perdas para cada 1MW de geração é de cerca de R\$ 100,94. Ademais, como o trabalho foi publicado em 2013, deve-se, ao menos, fazer as correções monetárias vigentes para que obtenhamos uma relação mais precisa dos custos associados às perdas no ano atual.

Como conclusão, a autora expõe que o algoritmo desenvolvido é capaz de calcular a redução de perdas para qualquer gerador estabelecido, sendo este, fotovoltaico ou eólico, por exemplo. Também, conclui-se que mesmo com a redução de perdas, a alocação de geradores fornece ótimos resultados quanto à redução de custos, mesmo que a barra não seja a o ótimo global, ou seja, a melhor opção.

Em [25] foi implementado um método multiobjetivo para alocação de geradores distribuídos, em que, destaca-se mais de uma função objetivo. Neste caso, segundo o autor, a capacidade de encontrar um ótimo global é dificultada, pois, nem sempre que a função problema, tendo em vista apenas um objetivo, converge para o resultado esperado, significa que os outros objetivos serão atingidos. Para a simulação e levantamento dos resultados, foram aplicados o algoritmo genético e a lógica *MaxMin* a fim de apresentar uma solução ótima, segundo o princípio de Pareto.

A lógica de Pareto define um estado de recursos resultantes das funções objetivos em pesquisa, que impossibilita de certa forma que uma solução particular, não impeça a piora de uma segunda solução evidenciada ao mesmo tempo.

Sendo assim, a busca deve ser analisada ponderadamente por meio dos resultados obtidos para todas funções a serem analisadas. Consequentemente, devido à complexidade de múltiplas variáveis que compõe a inserção de um gerador na rede de distribuição, o estudo foi realizado com algumas simplificações, segundo o autor. Dentro das expectativas impostas, ficou evidente a obtenção de resultados satisfatórios quanto à otimização dos parâmetros na redução de perdas, quando o dispositivo é alocado no local indicado pelo algoritmo.

Em [26] a partir da implementação do NSGA-II foi proposto otimizar o dimensionamento e posicionamento simultâneo de geradores distribuídos e bancos de capacitores em um sistema elétrico. A utilização do método NSGA-II foi implementada como uma ferramenta de minimização das perdas ativas do sistema, além de contribuir na estabilidade

do nível de tensão, aumentar a capacidade de transferência de potência do sistema e reduzir o tamanho do mesmo. Para simulação, utilizou-se o *MATPOWER* em um sistema de 33 barras.

Ainda em [26], o autor cita as vantagens da alocação ótima, não somente do melhor posicionamento de GD's, mas também de bancos de capacitores. A alocação ótima de GD, se incentivada pela concessionária, pode culminar em pontos estratégicos quando associada a instalação de bancos de capacitores. Com isso, a partir de um problema multi objetivo, atender as expectativas tanto da concessionária, agente que é responsável por fornecer a energia, quanto dos investidores e ou consumidores interessados em investir na geração própria.

Em [27], assim como em [23], o problema da alocação ótima de geradores no sistema de distribuição foi proposto para um alimentador de distribuição de 33 barras, todavia, seguindo a lógica *Multi Verse Optimization (MVO)*. O algoritmo baseia-se na ideia do Multiverso.

Esta ideia, baseia-se na teoria do *big bang*, a qual expõe que o universo nasceu de uma única explosão e, antes disso, nada existia. Em contrapartida, a teoria do Multiverso aponta que o *big bang* pode ter ocorrido várias vezes e concentra suas análises em três diferentes pontos: os buracos negros, brancos e de minhoca. Assim sendo, os buracos de minhoca são utilizados para a exploração do espaço de pesquisa, buscando associar as soluções encontradas no universo com o algoritmo em questão. A função de aptidão é muito similar àquela encontrada para as taxas de expansão do universo. A relação entre as taxas do universo está associada à existência de buracos brancos e buracos negros. Quando a taxa é mais elevada, a probabilidade de buracos brancos existir é maior, contra o caso em que as taxas são menores e implicam na existência de buracos negros.

O uso dessa estratégia em sistemas elétricos foi proposto “inicialmente por Alimirjalili” em 2015. O autor aponta que os resultados obtidos pelo *MVO* trazem uma redução de perdas, quando mais geradores são inseridos no sistema e além disso, que a inserção de geradores distribuídos contribui para a diminuição das perdas ativas na rede de distribuição.

Em [28], o autor propõe a otimização do dimensionamento do gerador, fator de potência e sua localização no intuito de minimizar as perdas do sistema. Contudo, a abordagem utilizada foi baseada na heurística conhecida como *Artificial Bee Colony (ABC)*. Após simular quatro casos diferentes, foram apresentados resultados convergentes para a redução de perdas, prezando os níveis de tensão das barras. Segundo o autor, o algoritmo possui respostas satisfatórias quanto ao tempo de simulação, não exigindo *hardwares* complexos. Além disso, o mesmo possui fácil implementação e alta capacidade de lidar com problemas de elevada complexidade.

2.3 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Mesmo com uma gama de trabalhos que apontam o avanço das tecnologias no emprego do melhor ponto para alocação de unidades geradoras distribuídas, é conhecido que para a obtenção de resultados satisfatórios, se faz necessário levar em consideração uma vasta quantidade de variáveis, que, muitas vezes, não são inseridas devido à limitação da capacidade computacional de simulação ou mesmo devido a uma modelagem incorreta do problema. A aplicação desses algoritmos de otimização é bem vista, quando todo o conhecimento analítico já conhecido não permite a solução do problema, dada sua complexidade. Assim sendo, é incentivado a aplicação de ferramentas iterativas baseadas em meta-heurística, as quais testam a possível solução milhares de vezes até que se alcance a conversão.

Devido à complexidade das redes atuais, essas estratégias têm sido cada vez mais adotadas e investimentos em pesquisas na área têm sido cada vez mais pertinentes.

Contudo, deve-se ressaltar a vasta contribuição que os trabalhos apresentados até o momento têm apresentado para a melhoria dos sistemas elétricos de forma geral, auxiliando em pontos chaves para melhorar a estabilidade da rede, adiar investimentos, reduzir custos não necessários e aumentar a qualidade de atendimento ao consumidor.

No intuito de escolher um algoritmo para implementação nos estudos de caso que se seguem, é importante destacar os trabalhos [23] e [26] citados. Eles apresentam resultados bastante convincentes quanto às reduções de perdas e otimização da alocação de geradores no sistema. O primeiro quanto à alocação de GD's e o segundo para a alocação de GD's e bancos de capacitores. Dessa forma, este trabalho seguirá a linha do desenvolvido descrita nos mesmos, mais especificamente, a apresentada em [23].

Uma síntese do algoritmo, bem como das ferramentas computacionais utilizadas são mostradas no próximo capítulo. A implementação da estratégia e os estudos de caso computacionais serão destacados no capítulo 4.

3 – METODOLOGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo será exposto toda a fundamentação teórica necessária para o desenvolvimento dos estudos de caso que serão apresentados a seguir. Inicialmente, o algoritmo utilizado para o fluxo de carga é descrito detalhadamente. Em seguida, será apresentado um esboço do funcionamento do algoritmo genético utilizado e sua função de aptidão. Com isso, pode-se apresentar os sistemas elétricos modelados para a realização da simulação. Para tanto, os dois sistemas de média tensão do *IEEE*, de 33 e 50 barras, respectivamente, são implementados.

Adicionalmente, serão apresentados, brevemente, os *softwares* e *hardwares* utilizados para a implementação computacional dos estudos de caso desenvolvidos além da explanação de seu desempenho frente ao problema a ser solucionado. Portanto, nesta seção, é apresentada a base para o entendimento dos resultados apresentados os quais posteriormente serão discutidos.

3.2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.2.1 O MSP (Método Da Soma Das Potências)

Para a otimização de problemas associados às redes elétricas de potência, é preciso realizar estudos no intuito de prever o fluxo de potência entre as barras do sistema. Nesse sentido, foi utilizado, para tanto, o Método da Soma das Potências (MSP). Este método foi escolhido, devido a sua rápida convergência em sistemas radiais, tipicamente encontrada em redes elétricas de distribuição [25]. Contudo, existe uma vasta gama de métodos os quais podem ser aplicados para o devido fim.

As redes de distribuição são caracterizadas pelo baixo valor da relação X/R , o qual indica o quão amortecido é o sistema. Além disso, possuem barras de impedância equivalentes elevadas (baixo nível de curto-circuito), associadas a barras de baixa impedância equivalente (elevado nível de curto-circuito), por exemplo, devido a chaves e pequenas linhas de interligações entre cargas [23].

Neste método, com exceção da barra de referência, que é considerada como V_θ (barra *slack*), todas as outras são do tipo PQ, como adotado em [23]. O algoritmo é processado até um ponto de parada ou convergência, que pode ser o número de iterações, ou determinada variação de tensão entre as barras de índice k e $k-1$. Em suma, determina-se o fluxo de potência por meio de duas varreduras conhecidas como varredura direta e varredura inversa.

- Varredura Direta: Após as atualizações das potências acumuladas, partindo-se agora da barra de referência, os níveis de tensão até a barra mais a jusante são atualizados.
- Varredura Inversa: Os valores de potência das barras são calculados partindo da barra mais à jusante para a barra mais a montante (referência), de modo acumulativo.

Na varredura inversa, a injeção de potência ativa numa barra i qualquer é determinada pela sua geração, menos o seu consumo, estendendo-se também para a potência reativa. Logo, tem-se:

$$P_{i\text{ injetada}} = P_G - P_C \quad (3.1)$$

$$Q_{i\text{ injetada}} = Q_G - Q_C \quad (3.2)$$

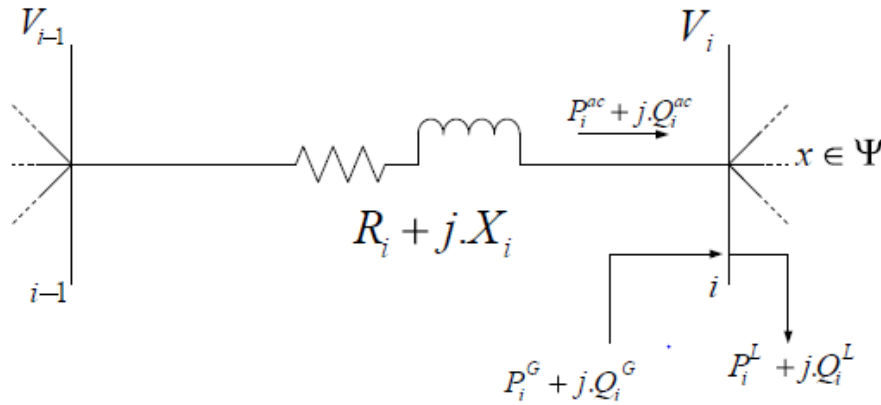
Contudo, para rastrear a potência líquida injetada na barra i , deve-se analisar a contribuição de potência acumulada desde a barra mais a jusante, até a barra i em análise. Adotando que há x ramos entre a barra i e a barras mais a jusante, sendo o parâmetro ϕ o conjunto de x ramos existentes e ΔP_x e ΔQ_x , as perdas acumuladas, tem-se que:

$$P^{AC} = P_{i\text{ injetada}} + \sum_{x \in \phi} (P_x^{AC} - \Delta P_x) \quad (3.3)$$

$$Q^{AC} = Q_{i\text{ injetada}} + \sum_{x \in \phi} (Q_x^{AC} - \Delta Q_x) \quad (3.4)$$

Assim, tem-se na figura 10 a representação do fluxo de potência num alimentador de média tensão, do qual utilizou-se para o cálculo das perdas associadas em cada caso estudado.

Figura 10 – Representação do fluxo de potência num alimentador de distribuição



Fonte: [21]

Após os cálculos realizados pela varredura inversa, atualiza-se as tensões da barra de referência à barra mais a jusante. Sendo assim, define-se:

$$A = \frac{1}{2} V_{i-1}^2 + (R_i P_i^{AC} + X_i Q_i^{AC}) \quad (3.5)$$

$$B = (R_i^2 + X_i^2) \left((P_i^{AC})^2 + (Q_i^{AC})^2 \right) \quad (3.6)$$

Sendo:

- V_{i-1} a tensão na barra à jusante;
- R_i e P_i^{AC} a resistência entre a barra i e $i-1$ e sua potência ativa acumulada, respectivamente;
- X e Q_i^{AC} a reatância entre a barra i e $i-1$ e sua potência reativa acumulada, respectivamente.

Então, atualiza-se a tensão da barra de índice i e as perdas por:

$$V_i = \sqrt{A - \sqrt{A^2 - B}} \quad (3.7)$$

Com as tensões nas barras atualizadas (varredura direta), determina-se as perdas ativas e reativas em cada barra i pelo equacionamento abaixo, respectivamente:

$$\Delta P_i = R_i \left[\frac{(P_i^{AC})^2 + (Q_i^{AC})^2}{V_i^2} \right] \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_i = X_i \left[\frac{(P_i^{AC})^2 + (Q_i^{AC})^2}{V_i^2} \right] \quad (3.9)$$

3.2.2 Computação Evolutiva

O algoritmo utilizado baseia-se na computação evolutiva que foi aplicada pela primeira vez em meados de 1966 para criação de uma inteligência artificial através da evolução de máquinas de estado finito [29]. Concomitante aos conhecidos algoritmos genéticos, a computação evolutiva faz parte de uma gama de estratégias presentes no âmbito da Inteligência Artificial (IA) a fim de reproduzir comportamentos biológicos para representar e otimizar problemas associados à várias áreas da ciência. Assim, é comum a visualização de termos associados à genética quando são utilizados algoritmos dessa natureza. Nesta monografia, é implementada uma adaptação de [23]. Destaca-se que em [23] o autor trabalha com modificações nos genes produzidas por escolhas aleatórias de 3 diferentes indivíduos, mesclando suas características, enquanto este trabalho realiza perturbações nos genes de dois indivíduos aleatórios da população inicial no intuito de reduzir o tempo de processamento.

Na computação evolutiva, os indivíduos são compostos por cromossomos, que, por sua vez, são compostos por genes. Nesta aplicação, a quantidade de genes será representada por n vezes a quantidade de geradores simulados. A título de exemplo, para a representação de um único gerador são usados 3 genes, no caso de 7 geradores, são empregados 24 genes, e assim, sucessivamente.

Os cromossomos são simulados por uma matriz unidimensional de três posições. Na posição 1, existe uma nova matriz definida por n colunas, sendo n , o número de geradores. O mesmo ocorre para a posição 2 e 3 da matriz principal. Por fim, existe na matriz principal, denominada cromossomo, um conjunto de 3 matrizes de ordem $[1 \times n]$. A primeira posição do cromossomo indica a otimização de local encontrada pelo algoritmo, enquanto a segunda retorna o módulo da potência ótima a ser inserida e a terceira, em todas as suas posições, são obtidos valores binários.

No caso em que a terceira posição, retorna como resposta o numeral 1, o indivíduo encontrado não apresenta em nenhuma barra do sistema tensões acima de 1,05 pu ou abaixo de 0,93 pu. Para uma resposta igual a 0, tem-se que o indivíduo encontrado está fora do intervalo descrito fronteira limitante. Nesse sentido, quando o valor retornado é igual a zero, é entendido que aquela solução encontrada não garante os níveis de tensão em pu exigidos pelos procedimentos de distribuição de energia elétrica (PRODIST) [30].

A função objetivo do problema é a equação das perdas ΔP_i^{AC} calculada pelo MSP. Sendo assim, é necessário realizar o somatório das perdas em todas as barras do sistema a caráter de busca da qualidade da solução encontrada.

O algoritmo inicia sua população com indivíduos aleatórios, onde seus genes são compostos de valores dentro dos limites impostos como restrição, que são:

- $0 \leq P_G \leq 5 \text{ MW}$;
- $2 < Local < N_{Barras}$;
- $0,93 \text{ pu} < V < 1,05$.

Em que, P_G retorna o intervalo de potência rastreável para inserção das GD's no sistema, o $Local$ representa as barras candidatas a receber os geradores, N_{Barras} o número de barras e V os limites de tensão que os candidatos aptos devem ser impostos.

A geração inserida não pode estar na barra de referência, denominada como barra 1. Por isso, a disponibilidade de alocação se restringe apenas da barra de número 2 até a última barra existente no sistema. A restrição de 5 MW foi escolhida devido à regulamentação, que caracteriza a potência máxima gerada por mini e micro unidades de geração distribuída [31].

O algoritmo se inicia realizando o cálculo das perdas iniciais do sistema por meio do MSP. As perdas são importantes para a obtenção de uma base de comparação pré e pós alocação dos geradores. Em seguida, é criada uma quantidade finita de indivíduos, denominados como população inicial. Os genes da população inicial são compostos de características aleatórias dentro da escala escolhida para potência máxima e mínima e também para os possíveis pontos de alocação.

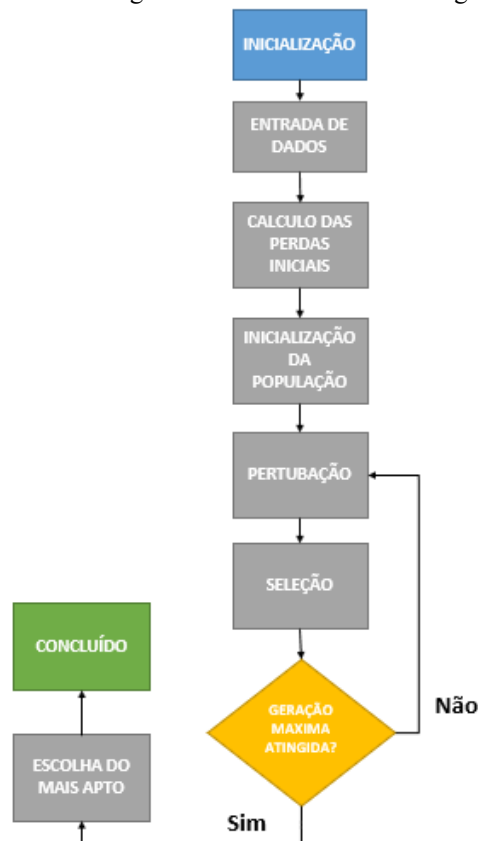
Inicializada a população inicial, o algoritmo insere pequenas variações nos genes denominadas como perturbações, que, por sua vez, têm a função de incentivar melhorias nos indivíduos sucessores em relação aos pais (indivíduos iniciais). Dessa forma, o número da população dobra e é composta pelos indivíduos da população inicial (não perturbados) e os

novos indivíduos que passaram pela mutação em seus genes. Assim sendo, a partir dos indivíduos modificados mais a população inicial, busca-se manter os indivíduos mais aptos em sua totalidade com a mesma quantidade inicializada.

Os indivíduos mais aptos são aqueles que apresentam a menor perda acumulada no sistema. Logo, após a inicialização de N indivíduos, a população é acrescida de N novos indivíduos perturbados e, em sequência, são escolhidos dentro do espaço de solução $2N$, os N indivíduos com menor perda, ou seja, os mais aptos. Vale ressaltar também, que um indivíduo apto é escolhido somente se os níveis de tensão estiverem dentro do esperado pela regulamentação do PRODIST, caso contrário, o indivíduo é descartado.

As gerações estão associadas à quantidade de modificações feitas em uma população. Em suma, o algoritmo tem como critério de parada um número finito definido como o número máximo de gerações como representado na figura 11.

Figura 11: Fluxograma de funcionamento do algoritmo



Fonte: O Autor

De posse dos melhores indivíduos para determinada aplicação, será então traçada a curva de tensão nas barras do alimentador antes e depois da aplicação da técnica de otimização. Também, serão ilustrados os valores de perdas iniciais, perdas finais com alocação dos

geradores e a relação de potência instalada para cada 1kW de perda ativa do sistema. O indicador K, relaciona a potência instalada pelas perdas e é calculado como:

$$K = \frac{P}{\text{Perdas (1kW)}} = \frac{\text{Potência total instalada (kW)}}{\text{Perdas em kW}} \quad (3.10)$$

Dessa forma, é possível comparar não somente a redução de perdas, mas também a relação com a potência total instalada. Por fim, será apresentado a resposta do algoritmo para alocação de geradores com e sem restrição de barras candidatas à geração.

3.3 Software e Hardware Utilizados

Para a simulação do trabalho foi utilizado o *software Matlab R2019b*, cujo Núcleo de Qualidade de Energia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia possui a licença. Isto, devido a sua alta capacidade de realização de cálculos em um pequeno período de tempo, sendo utilizado para simulação computacional em muitos laboratórios de engenharia. Devido a vasta utilização do *software*, a contribuição e auxílio da comunidade científica em fóruns auxilia pesquisadores no desenvolvimento de soluções inovadoras [32]. Ademais, a estrutura de *hardware* utilizada para simulação é destacada na Tabela 1, a seguir.

Tabela 1 – Recursos utilizados para a simulação do algoritmo

HARDWARES E SOFTWARES	VERSÕES
Sistema Operacional	Windows 10 pro
Processador	Core i5 3ª Geração. Velocidade do clock: 1,7Ghz
Memória RAM	6GB
Disco Rígido	SSD 256GB
Placa de Vídeo	Geforce GT 740M – 2GB
Laptop	ASUS – S46CB

Fonte – O autor.

3.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram expostas as ferramentas e estratégias utilizadas para o desenvolvimento do estudo de caso contido no capítulo subsequente. A escolha do MSP se justifica pela boa convergência em sistemas radiais [25], mas também, pela facilidade de cálculo das perdas, após a análise da varredura direta. Logo, torna-se mais fácil comparar as perdas de indivíduo para indivíduo de uma população de candidatos a melhor solução.

A computação evolutiva aqui salientada é uma adaptação de [23], que utiliza de indivíduos randômicos e um fator de *crossover* para gerar perturbações e criar novos indivíduos alterados geneticamente [23].

Nesse contexto, foram realizadas perturbações aleatórias nos genes, gerando uma população com o dobro de seu valor inicial e solucionando os melhores indivíduos desta nova população, sendo estes os que possuem menor perda ativa acumulada, calculada pelo MSP.

A escolha dessa estratégia frente às diversas encontradas na literatura se deve ao fato de o problema a ser resolvido depender diretamente do número de geradores a serem alocados, sendo este, um sistema combinatório não linear misto [23].

Para estabelecimento de uma base de comparação, foram levantadas as perdas pré e pós alocação dos geradores em dois sistemas distintos. O primeiro é o sistema de 33 barras disponibilizado pelo *IEEE*, com tensão base de 12,66 kV. Potência total $S = 3,72 + j2,3$ MVA. O segundo sistema é o sistema de 50 barras do *IEEE*, cuja tensão base também é de 13,8 kV e $S = 2,16 + j1,62$ MVA. Os detalhes das redes elétricas serão destacados no capítulo 4.

4 – ESTUDO DE CASO

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Foram implementados e simulados dois sistemas elétricos disponibilizados pelo *IEEE*, cujo acesso às barras se dá em média tensão, a um valor de base igual a 12,66 kV e 13,8 kV para a primeira e segunda análise. Inicialmente, foi representado o sistema *IEEE* de 33 barras. Os valores pormenorizados dos parâmetros inerentes foram admitidos e adaptados com base em [24], apresentados na tabela do Apêndice I. As opções de alocação são representadas como o número de barras do sistema com exceção da barra de referência, visto que a análise do trabalho apresentado não verifica o posicionamento de geradores no ponto de acoplamento (PAC). Em sequência, foram coletados os valores das tensões iniciais nas barras antes da inserção de qualquer GD.

Posteriormente, o algoritmo foi utilizado para a análise da alocação de GDs no sistema *IEEE* de 50 barras, também adaptado e referenciado em [24]. As informações características a esse sistema constam disponibilizadas no Apêndice II. Nesta análise, buscou-se também representar as diferenças no sistema e seu comportamento quando se restringe os locais de inserção dos geradores.

Também, foram analisados os valores das perdas acumuladas no sistema para a inserção de até 10 geradores, levantando a curva de perdas por número de geradores inseridos, tanto para o sistema *IEEE* 33 barras, quanto para o *IEEE* 50 barras.

Para apresentação dos resultados obtidos, será utilizado a tabela modelo como representado na Tabela 2.

Tabela 2 – Valores hipotéticos para exemplificação da tabela de resultados para *IEEE* 33 barras e 50 barras

CONSIDERAÇÕES	VALORES
PERDAS SEM UFV	X kW
PERDAS COM UFV	Y kW
MELHOR BARRA	Z
P_INSTALLADA	H MW

Fonte – O autor.

Na Tabela 2, os parâmetros apresentados serão tomados como base para todas as análises a partir desta etapa, e representam:

- PERDAS SEM UFV: Valor das perdas iniciais do sistema antes da alocação de geradores;
- PERDAS COM UFV: Valor das perdas no alimentador após a alocação do(s) gerador(es);
- MELHOR BARRA: Barra candidata a receber a geração que otimiza a redução de perdas;
- P_INSTALADA: Valor(es) das potências instaladas em MW nas barras(s) candidata(s).

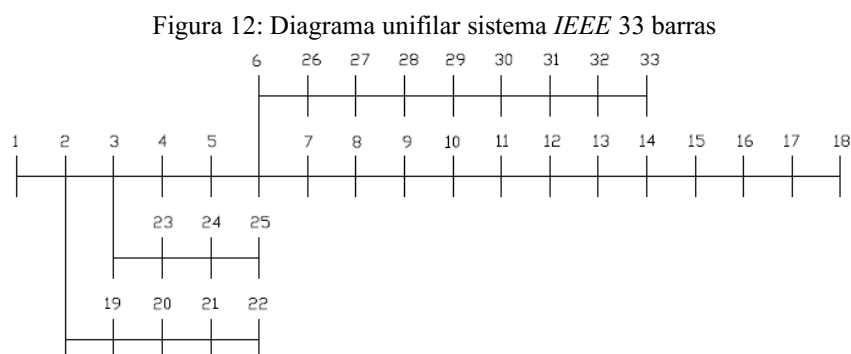
Em seguida, serão representadas as relações K para cada número de gerador inserido, como descrito na equação 3.10 do capítulo 3, e dessa forma, serão comparados os valores de potência inserida para cada caso que será estudado.

Por fim, após as simulações realizadas, será traçado também as curvas de perdas *versus* número de geradores, englobando a inclusão de 1 a 10 geradores no sistema. Neste caso, busca-se entender o comportamento das perdas para casos de geração acima de 5 geradores, apenas a caráter de exemplificação do seu comportamento evitando que o trabalho fique extenso e redundante.

4.2 MODELAGEM DOS SISTEMAS

4.2.1 IEEE 33 barras

No modelo IEEE 33 barras foi utilizado um alimentador de média tensão com valores iguais a 12,66 kV para a tensão e 100 MVA para a potência. A figura 12 apresenta o diagrama unifilar do sistema elétrico utilizado para a simulação.



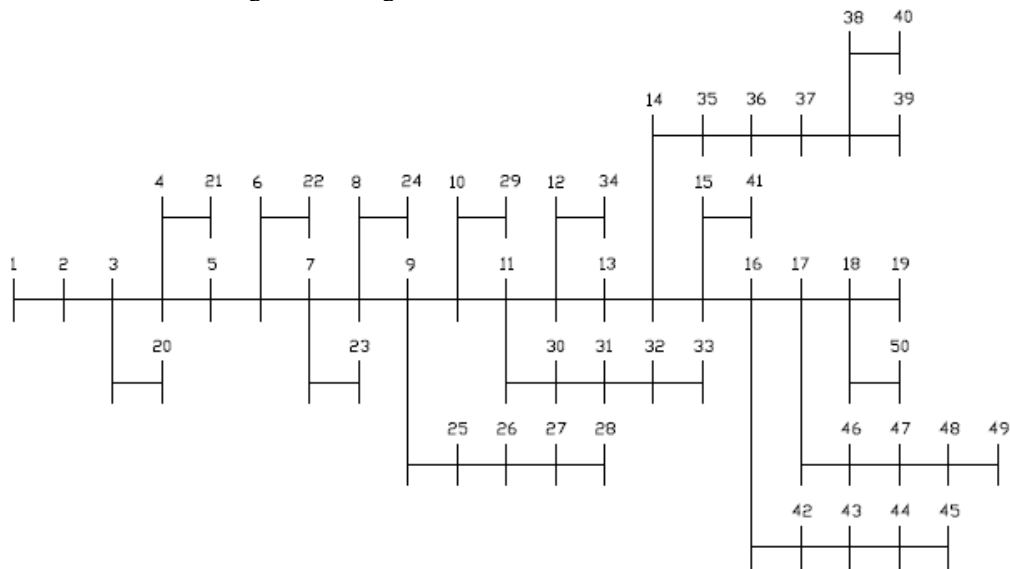
Fonte: [24]

Os dados de impedância e das potências ativas e reativas por barra podem ser consultados no Apêndice I.

4.2.2 IEEE 50 barras

No modelo *IEEE 50* barras tem-se um sistema em média tensão, cuja tensão de base é 13,8 kV e a potência de base é igual a 1 MVA. A figura 13 apresenta o diagrama unifilar da rede elétrica utilizada para a simulação.

Figura 13: Diagrama unifilar sistema *IEEE 50* barras



Fonte: [21]

Os dados de impedância e das potências ativas e reativas por barra, nos dois sistemas, podem ser consultados no Apêndice II.

4.3 ESTUDO DE CASO 1 - IEEE DE 33 BARRAS

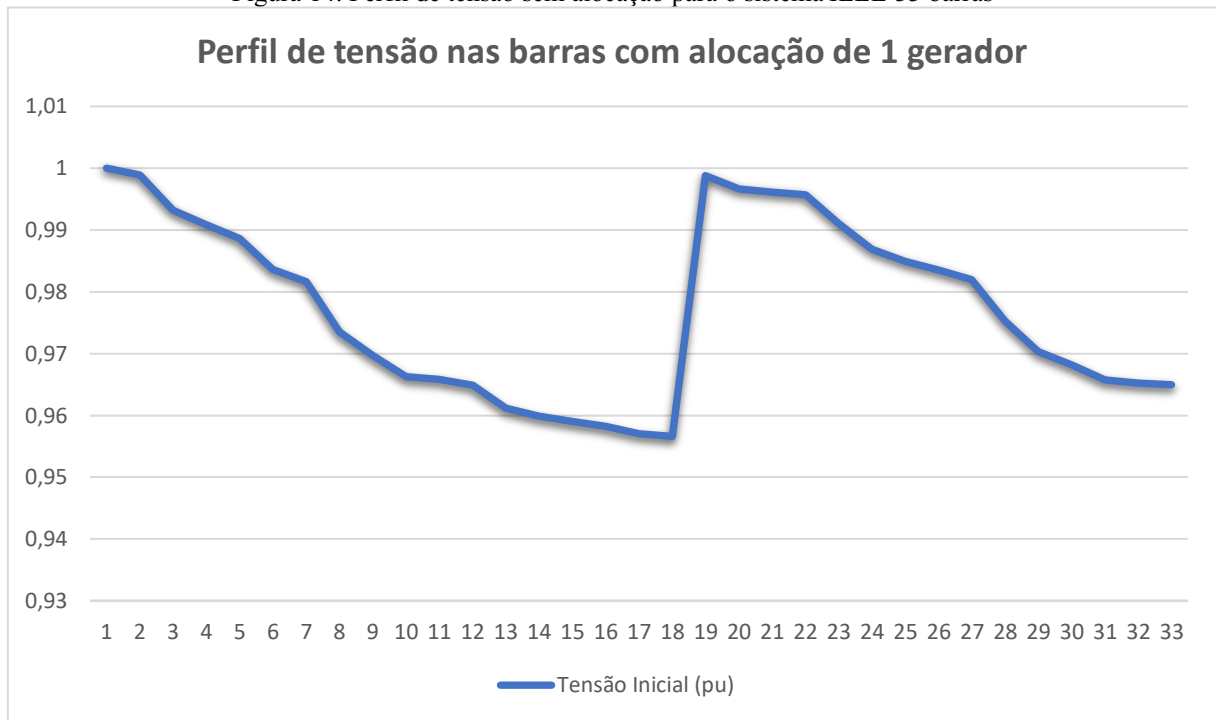
Para o sistema *IEEE 33* barras, foram feitas 5 diferentes simulações, divididos em 5 diferentes casos de análise. No caso 1, foi simulado a inserção de 1 unidade de geração para as 32 barras disponíveis, seguindo até o caso 5, em que 5 geradores foram inseridos. O valor máximo da potência a ser instalada é de 5 MW, enquadrando-se em mini geração distribuída [30]. Os valores de tensão nas barras do sistema sem alocação de geradores estão destacados a seguir, na Tabela 3.

Tabela 3 – Tensões iniciais nas barras para o sistema *IEEE* 33 barras

BARRA	TENSÃO INICIAL (PU)
9	1,0000
2	0,9989
3	0,9932
4	0,9909
5	0,9886
6	0,9836
7	0,9816
8	0,9735
9	0,9697
10	0,9663
11	0,9658
12	0,9649
13	0,9612
14	0,9599
15	0,9590
16	0,9582
17	0,9570
18	0,9566
19	0,9988
20	0,9966
21	0,9961
22	0,9957
23	0,9910
24	0,9869
25	0,9849
26	0,9835
27	0,9820
28	0,9752
29	0,9703
30	0,9682
31	0,9657
32	0,9652
33	0,9650

Fonte – O autor.

A Tabela 3 é a base de comparação para os 5 casos de estudo, nos quais serão avaliados a variação de tensão das barras em comparação com os valores elucidados anteriormente. À luz destes fatos, o perfil de tensão é dado a seguir na Figura 14.

Figura 14: Perfil de tensão sem alocação para o sistema *IEEE* 33 barras

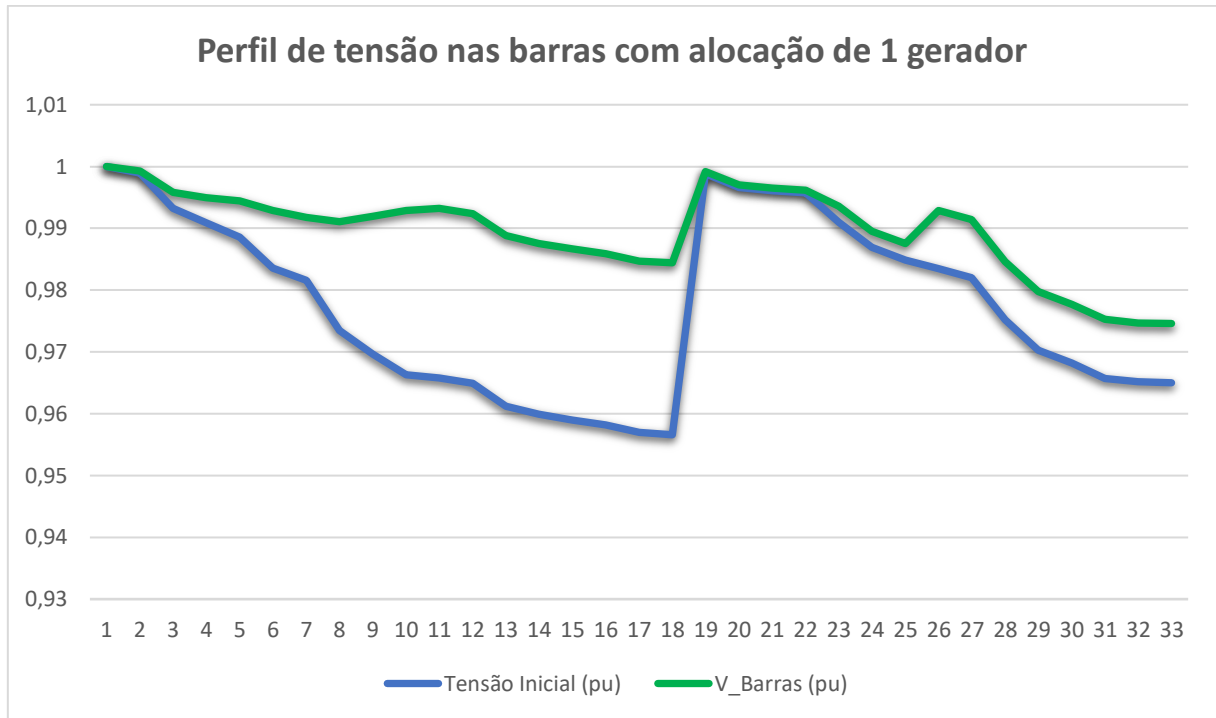
Fonte – O autor.

A partir dos resultados acima elencados como gabarito, serão analisados cinco casos nas seções subsequentes.

4.3.1 Caso 1 – Alocação de 1 gerador

A Figura 15, ilustra o perfil da tensão em comparação à referência inicial. Nota-se a partir de uma visualização gráfica superficial que o perfil de tensão do sistema tende a 1pu em barras que possuíam valores de tensão inferiores. A curva em azul representa o perfil de tensão nas barras tomado como gabarito, enquanto a curva em verde ilustra o perfil de tensão pós inserção de uma unidade de geração.

Figura 15: Perfil de tensão com alocação de 1 gerador para o sistema *IEEE* 33 barras



Fonte – O autor.

A Tabela 4, ilustra os resultados obtidos para o caso 1, os quais servirão de base para o cálculo do fator K.

Tabela 4 –Tabela de resultados para *IEEE 33* com alocação de 1 gerador

CONSIDERAÇÕES	VALORES
PERDAS SEM UFV	64,25 kW
PERDAS COM UFV	38,07 kW
MELHOR BARRA	10
P_INSTALLADA	1,083 MW

Fonte – O autor.

Neste caso, a potência máxima instalada é representada pela própria potência de geração, pois, aqui, trata-se apenas da alocação de um gerador. O fator K calculado para essa situação é apresentado pela equação 4.1.

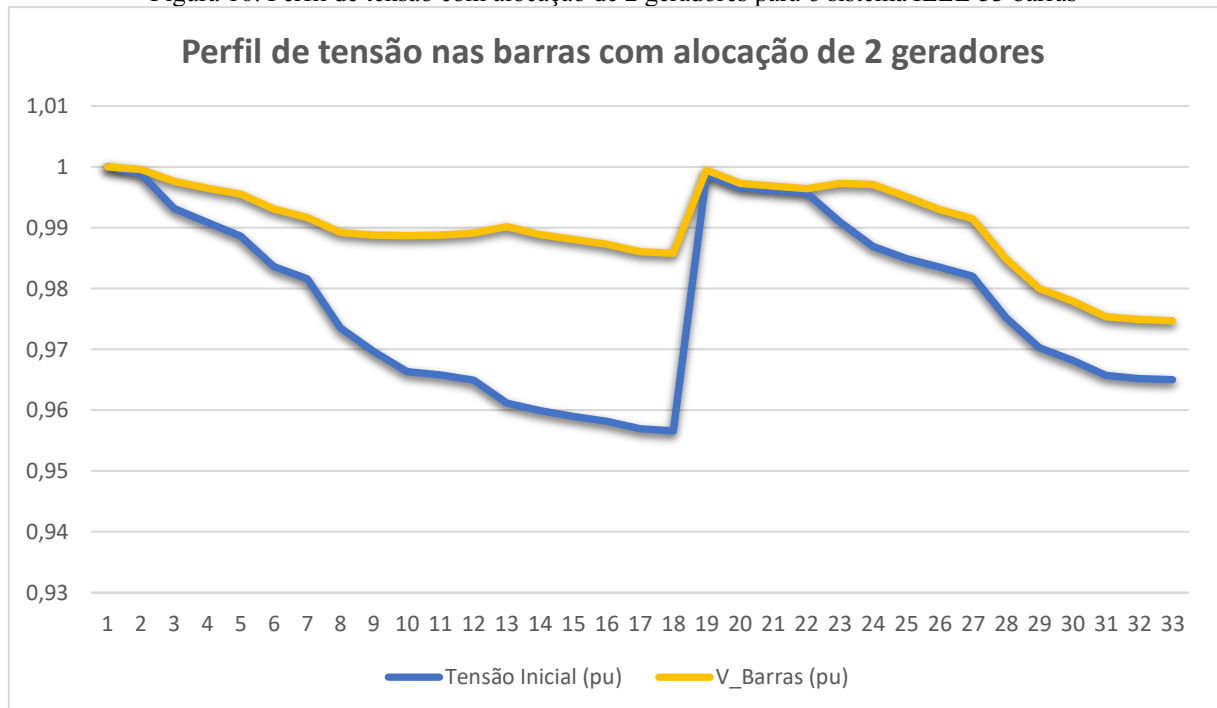
$$K = \frac{1083kW}{38,07kW} = 28,48 \quad (4.1)$$

Logo, para cada 1kW de perdas, foram obtidos 28,48 kW de geração no sistema. Com potência de geração instalada de 1,083 MW.

4.3.2 Caso 2 – Alocação de 2 geradores

O perfil de tensão para a alocação de 2 geradores em comparação com os valores iniciais está representado na Figura 16, representando em azul o perfil sem alocação e em amarelo o perfil após alocação. Assim, é possível identificar que o perfil após a alocação está mais próximo da tensão de referência, de 1pu.

Figura 16: Perfil de tensão com alocação de 2 geradores para o sistema *IEEE 33 barras*



Fonte – O autor.

Também, na Tabela 5 é possível consultar os valores encontrados de perdas, melhores barras para alocação e as respectivas potências instaladas para a otimização do alimentador.

Tabela 5–Tabela de resultados para *IEEE 33 barras* com alocação de 2 geradores

CONSIDERAÇÕES	VALORES
PERDAS SEM UFV	64,25 kW
PERDAS COM UFV	29,23 kW
MELHOR BARRA	10 e 23
P_INSTALLADA	0,801 MW e 1,081 MW

Fonte – O autor.

Com isso, o cálculo do fator K para esta análise está representado pela equação 4.2.

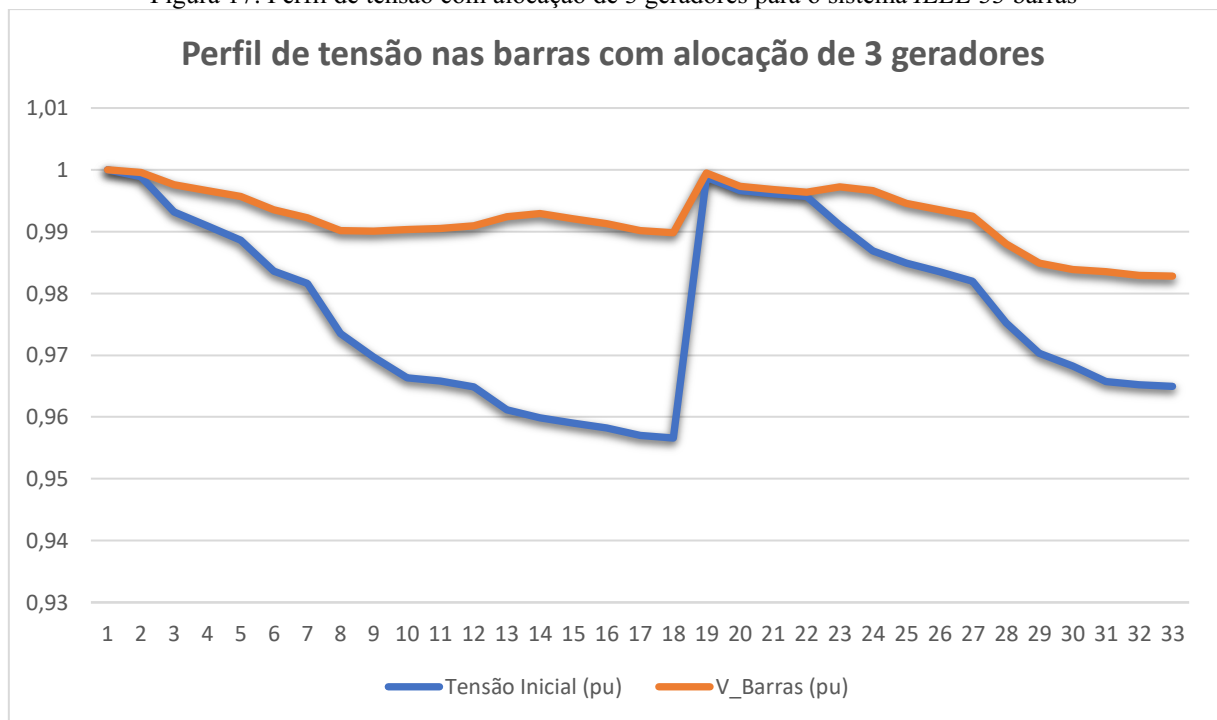
$$K = \frac{(801 + 1081) \text{ kW}}{29,23 \text{ kW}} = 64,38 \quad (4.2)$$

Logo, para cada 1 kW de perdas, consegue-se inserir 64,38 kW de geração no sistema. Com potência de geração instalada de 1,882 MW.

4.3.3 Caso 3 – Alocação de 3 geradores

O perfil de tensão para ao caso 3 está representado na Figura 17. Em azul, vê-se a tensão sem alocação de GD e em laranja o perfil após alocação.

Figura 17: Perfil de tensão com alocação de 3 geradores para o sistema *IEEE* 33 barras



Fonte – O autor.

A Tabela 6 de resultados representa os valores encontrados após simulação.

Tabela 6 –Tabela de resultados para *IEEE* 33 barras com alocação de 3 geradores

CONSIDERAÇÕES	VALORES
PERDAS SEM UFV	64,25kW
PERDAS COM UFV	23,22kW
MELHOR BARRA	10, 23 e 31
P_INSTALLADA	0,869MW, 0,983MW e 0,523MW

Fonte – O autor

Com isso, o cálculo do fator K está representado pela equação 4.3.

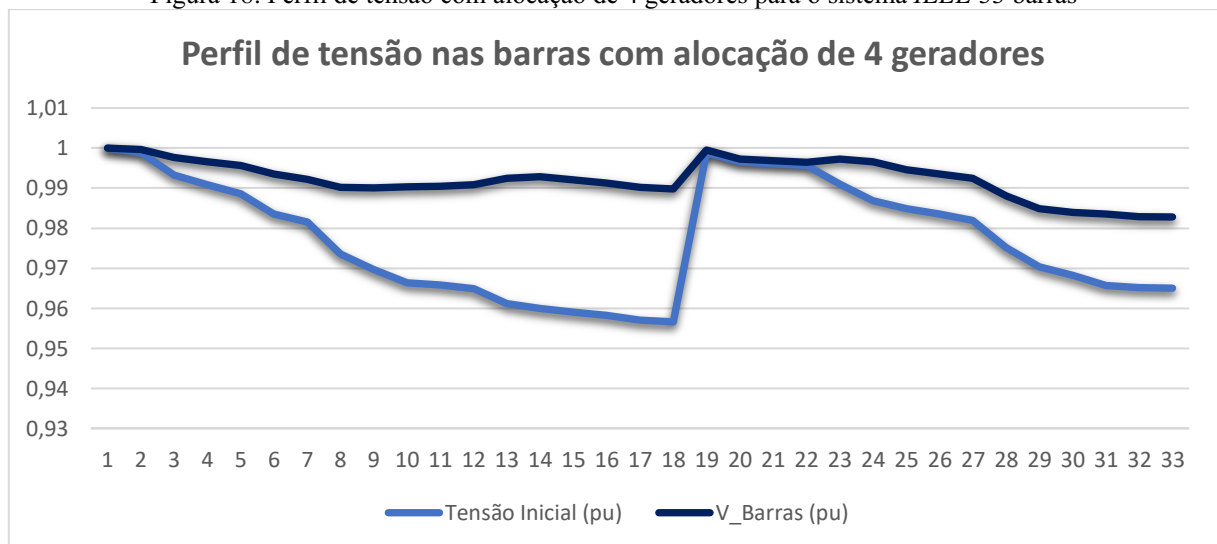
$$K = \frac{(869 + 983 + 523) \text{ kW}}{23,22 \text{ kW}} = 102,28 \quad (4.3)$$

Logo, para cada 1 kW de perdas, consegue-se inserir 102,28 kW de geração no sistema. Com potência de geração instalada de 2,375 MW.

4.3.4 Caso 4 – Alocação de 4 geradores

Para a alocação de 4 geradores no alimentador, obteve-se as curvas representadas pela Figura 18. Em azul escuro, representa-se a curva após alocação, enquanto a outra curva retorna os valores das tensões sem alocação.

Figura 18: Perfil de tensão com alocação de 4 geradores para o sistema *IEEE* 33 barras



Fonte – O autor.

A Tabela 7 apresenta os valores de relevância obtidos para o caso 4.

Tabela 7 –Tabela de resultados para *IEEE* 33 barras com alocação de 4 geradores

CONSIDERAÇÕES	VALORES
PERDAS SEM UFV	64,25 kW
PERDAS COM UFV	22,08 kW
MELHOR BARRA	29, 9, 23 e 15
P_INSTALLADA	0,937 MW, 0,433 MW, 1,249 MW e 0,379 MW

Fonte – O autor.

Dessa maneira, a equação 4.3 representa o fator K nesta análise:

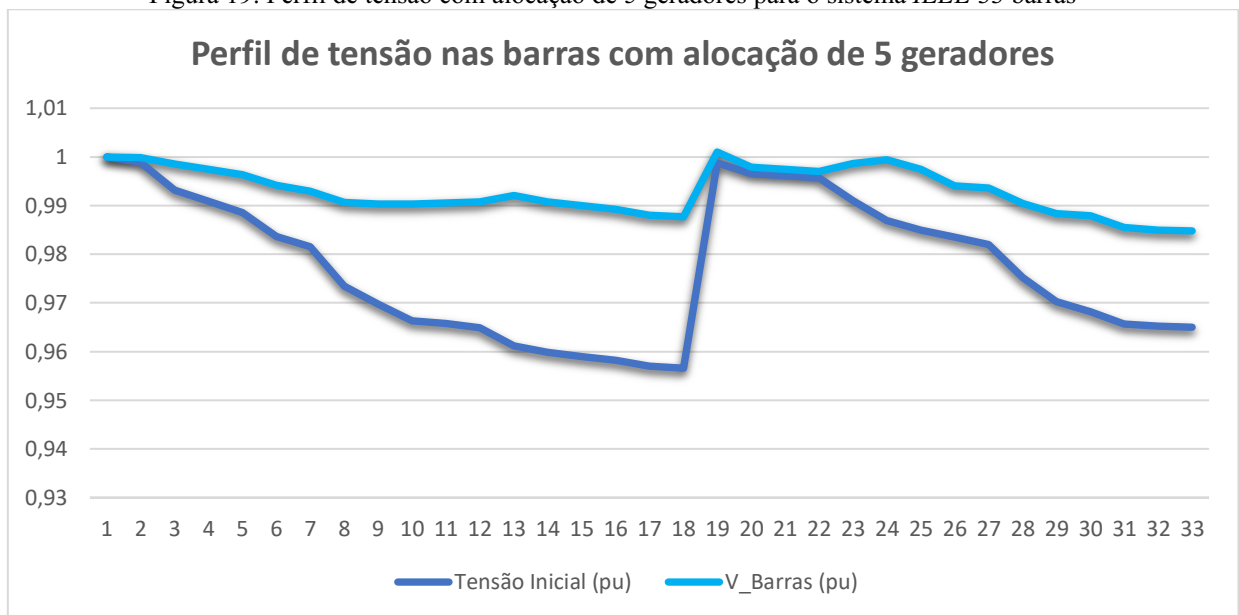
$$K = \frac{(937 + 433 + 1249 + 379) \text{ kW}}{22,08 \text{ kW}} = 135,77 \text{ (4.4)}$$

Assim, para cada 1 kW de perdas, consegue-se inserir 135,77 kW de geração no sistema. Com potência de geração instalada de 2,998 MW.

4.3.5 Caso 5 – Alocação de 5 geradores

O perfil de tensão após a alocação de 5 geradores no alimentador está representado pela Figura 19.

Figura 19: Perfil de tensão com alocação de 5 geradores para o sistema *IEEE 33* barras



Fonte – O autor.

A tabela 8 apresenta os resultados obtidos após simulação.

Tabela 8 –Tabela de resultados para *IEEE 33* barras com alocação de 5 geradores

CONSIDERAÇÕES	VALORES
PERDAS SEM UFV	64,25kW
PERDAS COM UFV	20,66kW
MELHOR BARRA	25, 31, 14, 23 e 8
P_INSTALLADA	0,766 MW, 0,729 MW, 0,526 MW, 0,553 MW e 0,592 MW

Fonte – O autor.

Desse modo, o fator K encontrado no caso 5 está representado na equação 4.5.

$$K = \frac{(766 + 729 + 526 + 553 + 592) \text{ kW}}{20,66 \text{ kW}} = 153,69 \text{ (4.5)}$$

Portanto, para cada 1 kW de perdas, consegue-se inserir 153,69 kW de geração no sistema. Com potência de geração instalada de 3,166 MW.

4.3.6 Perfil de Perdas para a alocação de 1 a 10 geradores

Nesta seção, trata-se do levantamento das perdas quanto alocados de 1 a 10 geradores, retornando os seguintes valores apresentados na Tabela 9.

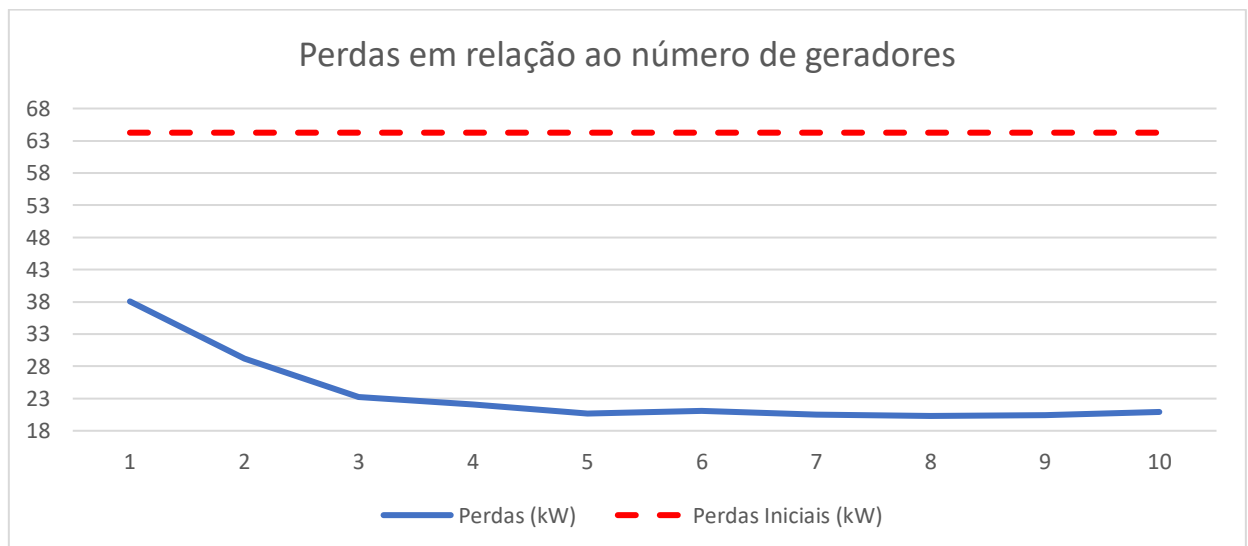
Tabela 9 – Perdas para alocação de até 10 geradores

	<i>QTDE GD'S VS PERDAS ACUMULADAS</i>									
<i>Nº Geradores</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>Perdas (kW)</i>	38,07	29,23	23,22	22,08	20,66	21,07	20,54	20,3	20,41	20,93

Fonte – O autor.

O perfil para as perdas em relação ao número de geradores pode ser observado na Figura 20. Percebe-se, após análise visual superficial o comportamento exponencial decrescente da curva representada.

Figura 20: Perfil de perdas com a inserção de geradores para o sistema *IEEE 33* barras

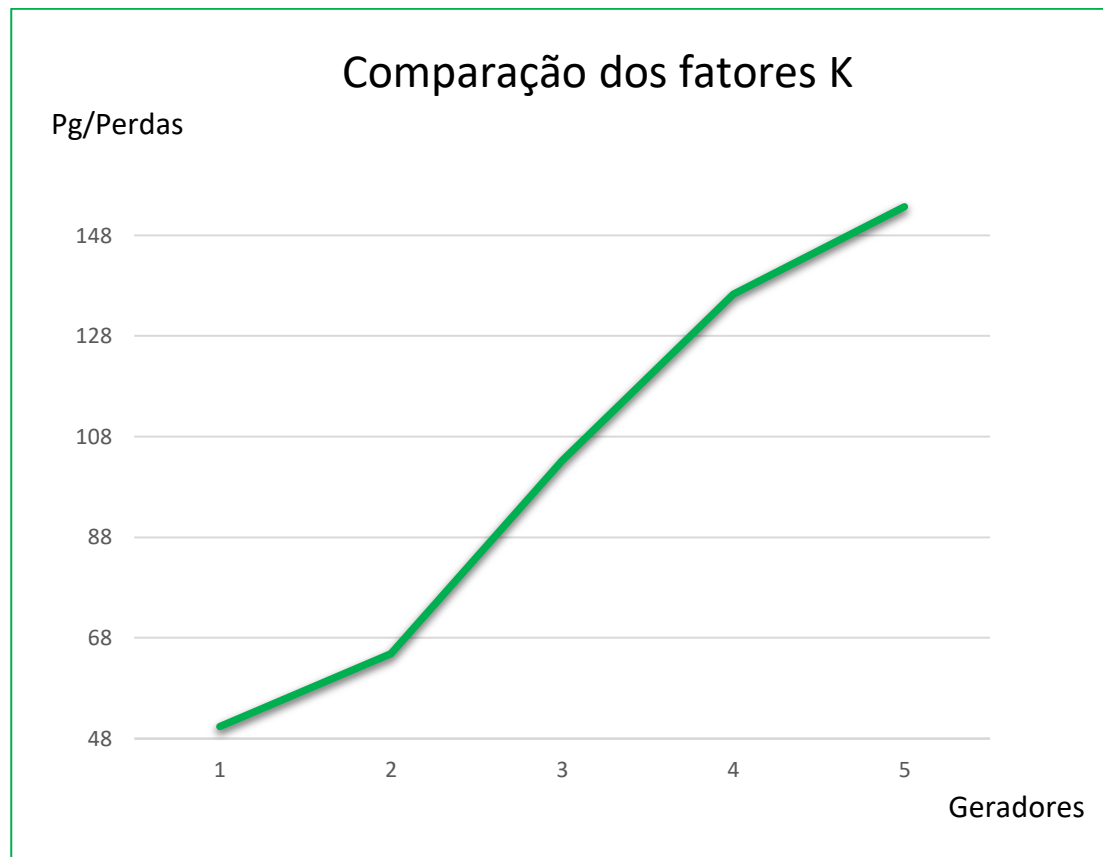


Fonte – O autor.

4.3.7 Relação do fator K para os 5 casos realizados

Verifica-se a comparação dos 5 resultados encontrados quanto à relação de potência instalada em kW para cada 1 kW de perda por meio da Figura 21 a seguir.

Figura 21: Comparação dos fatores K para o sistema *IEEE* 33 barras



Fonte – O autor.

Com isso, finaliza-se a exposição dos resultados levantados para o sistema de 33 barras do *IEEE*.

4.4 ESTUDO DE CASO 2 - *IEEE* 50 BARRAS

No estudo realizado para o sistema elétrico do *IEEE* de 50 barras, foi seguido o mesmo padrão de exposição de resultados e análise inicial realizada anteriormente. No caso 1, simulou-se a inserção de 1 unidade de geração para as 49 barras disponíveis, seguindo até o caso 5, em que 5 geradores foram inseridos. O valor máximo da potência a ser instalada é de 5 MW, enquadrando-se em mini geração distribuída [30]. Contudo, aqui será analisado também um

caso no qual a restrição de barras é imposta para se buscar o comportamento das perdas e do melhor dimensionamento quando existe uma restrição de alocação, ou seja, algumas barras não podem hospedar sistemas de geração. Dessa forma, serão apresentados os resultados quando não há restrição alguma e quando a alocação pode ser realizada apenas nas barras 2 à barra 13. O valor da barra final de alocação foi escolhido de forma aleatória, sem nenhuma análise prévia, apenas com o intuito de entender as respostas quando há uma restrição não realizada anteriormente.

Por fim, realizou-se também o levantamento das perdas quando são inseridos de 1 a 10 geradores e a análise dos fatores K, como visto na seção anterior. Os valores das tensões nas barras em pu, antes da alocação dos geradores, estão representadas na Tabela 10 a seguir.

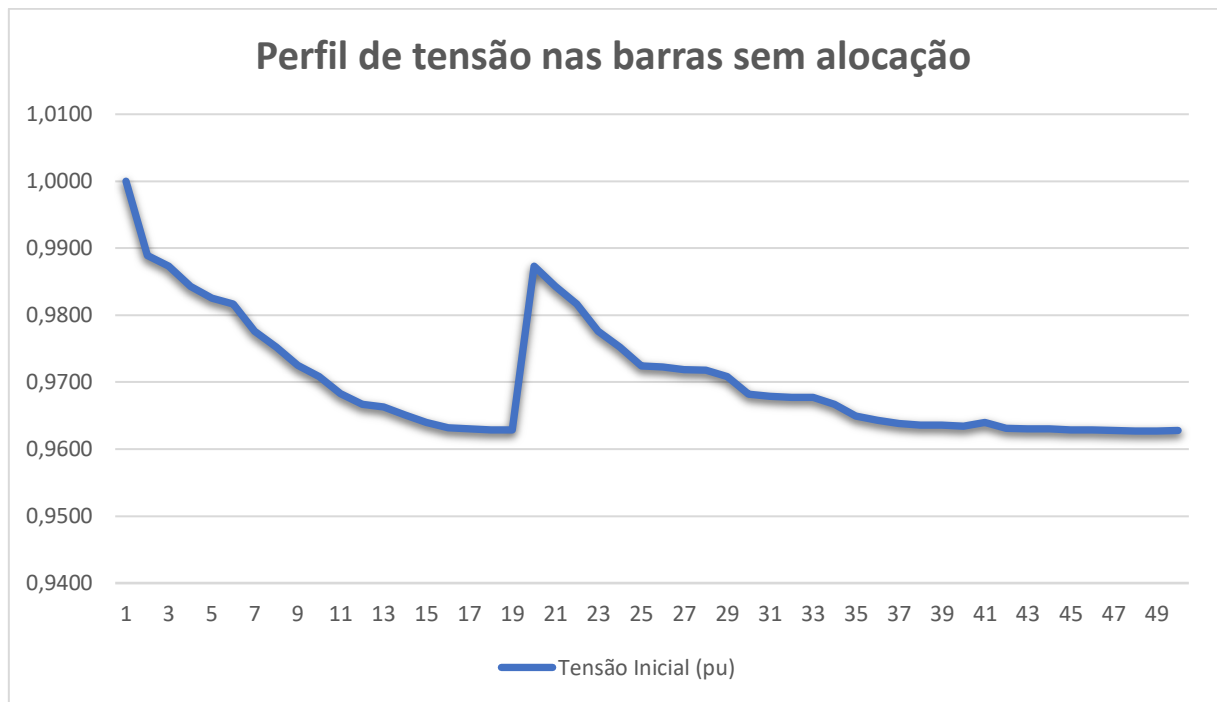
Tabela 10 –Perfil de tensão inicial sem simulação para o sistema *IEEE* 50 barras

Barra	V_0 (pu)	Barra	V_0 (pu)
1	1,0000	26	0,9723
2	0,9889	27	0,9719
3	0,9873	28	0,9718
4	0,9843	29	0,9708
5	0,9825	30	0,9682
6	0,9817	31	0,9679
7	0,9776	32	0,9677
8	0,9752	33	0,9677
9	0,9725	34	0,9667
10	0,9708	35	0,9649
11	0,9683	36	0,9643
12	0,9667	37	0,9638
13	0,9663	38	0,9636
14	0,9651	39	0,9636
15	0,9640	40	0,9634
16	0,9632	41	0,9640
17	0,9630	42	0,9631
18	0,9629	43	0,9630
19	0,9629	44	0,9630
20	0,9873	45	0,9629
21	0,9843	46	0,9629
22	0,9817	47	0,9628
23	0,9776	48	0,9627
24	0,9752	49	0,9627
25	0,9724	50	0,9628

Fonte – O autor.

Assim, tem-se como perfil inicial de tensão o representado na Figura 22.

Figura 22: Perfil de tensão inicial sem alocação para o sistema *IEEE* 50 barras



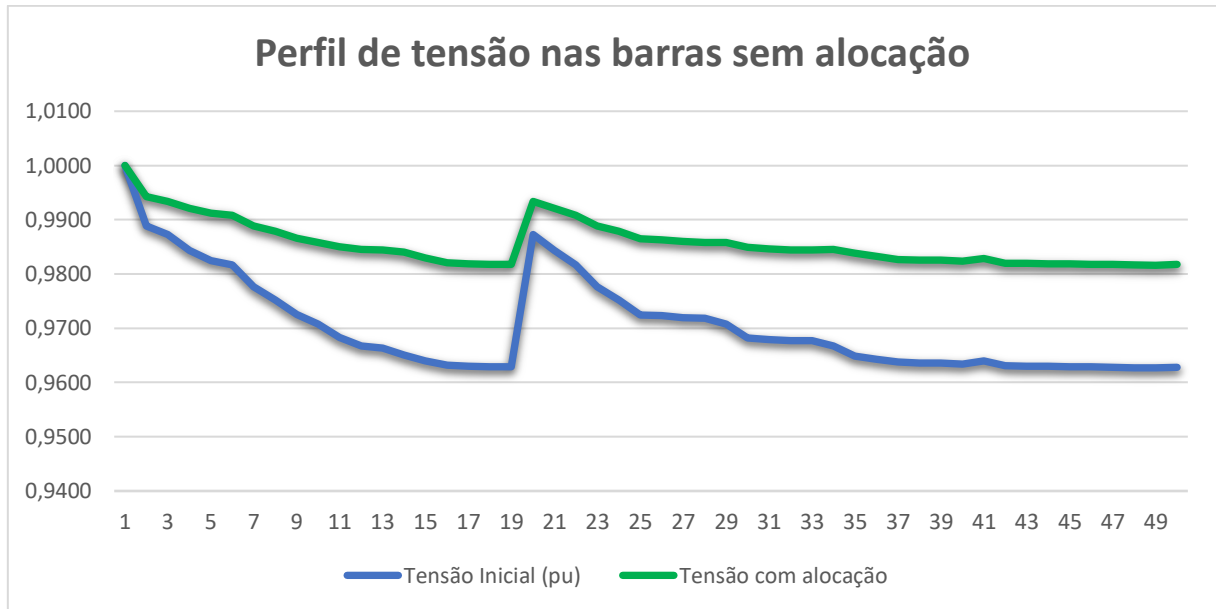
Fonte – O autor.

Com isso, representa-se o gabarito que será utilizado como base de comparação nos resultados apresentados a seguir.

4.4.1 Caso 1 – Alocação de 1 gerador

O perfil da tensão em comparação à referência inicial se mostrou como representado na Figura 23.

Figura 23: Perfil de tensão com alocação de 1 gerador para o sistema *IEEE* 50 barras



A curva em verde representa os valores de tensão quando alocado 1 gerador, enquanto a azul representa os valores de tensão inicial, seguindo-se o mesmo padrão de cores utilizados no sistema de 33 barras para padronização das comparações.

Para esta simulação, obteve-se também os resultados da Tabela 11.

Tabela 11 –Tabela de resultados para IEEE 50 com alocação de 1 gerador

CONSIDERAÇÕES	VALORES
PERDAS SEM UFV	56,53 kW
PERDAS COM UFV	21,49 kW
MELHOR BARRA	13
P_INSTALLADA	1,808 MW

Fonte – O autor.

Neste caso, a potência máxima instalada é representada pela própria potência de geração, pois, neste caso, trata-se apenas da alocação de um gerador. O cálculo do fator K está representado na equação 4.6.

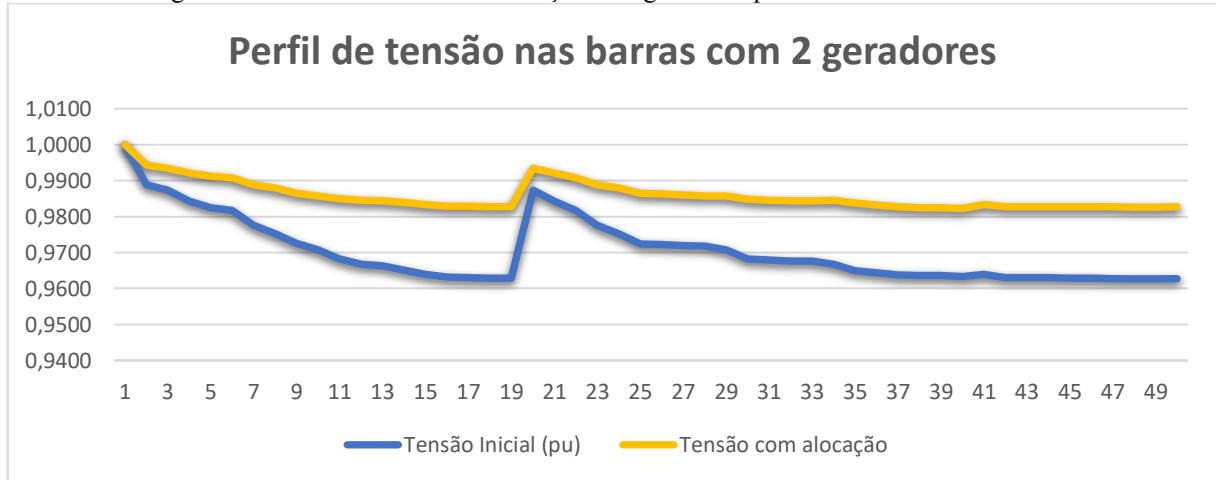
$$K = \frac{1808kW}{21,49kW} = 84,13 \quad (4.6)$$

Logo, para cada 1 kW de perdas, consegue-se inserir 84,13 kW de geração no sistema com potência total de instalação de 1,808 MW.

4.4.2 Caso 2 – Alocação de 2 geradores

Para o caso 2, o perfil de tensão apresentado pode ser observado na figura 24.

Figura 24: Perfil de tensão com alocação de 2 geradores para o sistema *IEEE* 50 barras



Fonte – O autor.

Em sequência, retorna-se os resultados obtidos na Tabela 12.

Tabela 12 –Tabela de resultados para *IEEE* 50 barras com alocação de 2 geradores

CONSIDERAÇÕES	VALORES
PERDAS SEM UFV	56,53 kW
PERDAS COM UFV	20,76 kW
MELHOR BARRA	45 e 13
P_INSTALLADA	0,596 MW e 1,211 MW

Fonte – O autor.

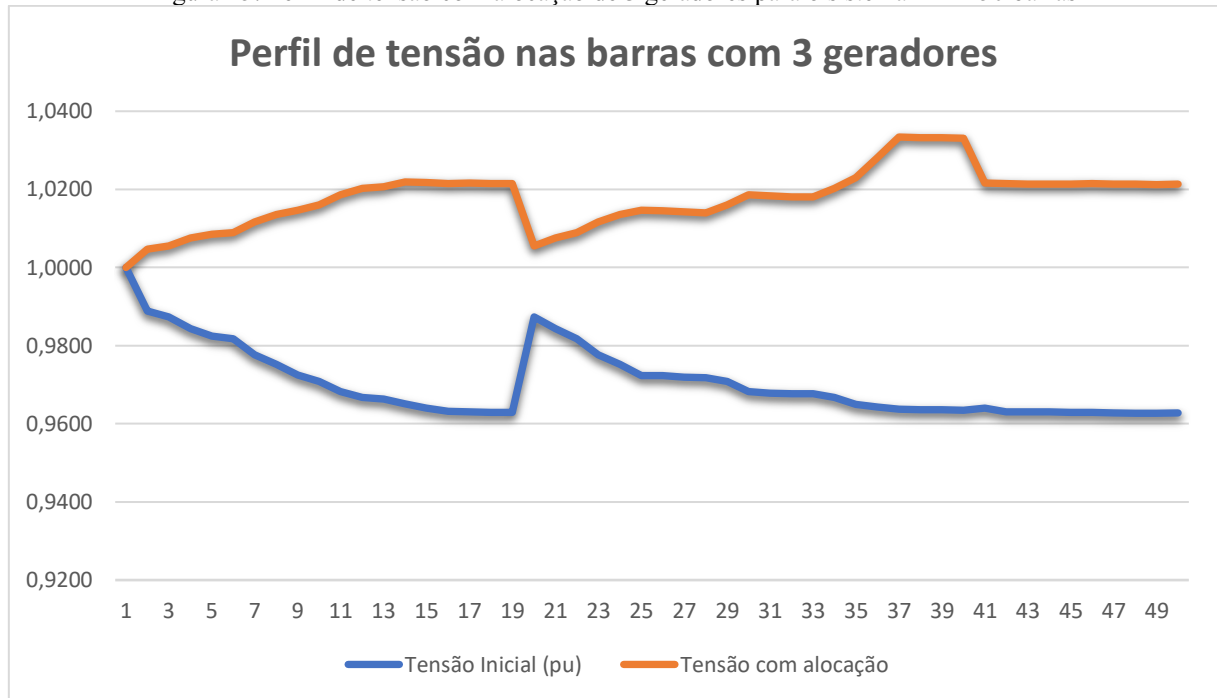
Assim, o cálculo do fator K pode ser conferido na equação 4.7

$$K = \frac{(596 + 1211) \text{ kW}}{20,76 \text{ kW}} = 90,32 \quad (4.7)$$

Logo, para cada 1 kW de perdas, consegue-se inserir 90,32 kW de geração no sistema com injeção de potência instalada de 1,807 MW.

4.4.3 Caso 3 – Alocação de 3 geradores

O perfil de tensão apresentou os resultados a serem conferidos na Figura 25.

Figura 25: Perfil de tensão com alocação de 3 geradores para o sistema *IEEE* 50 barras

Fonte – O autor.

Os resultados obtidos em simulação estão representados pela Tabela 13.

Tabela 13 –Tabela de resultados para *IEEE* 33 barras com alocação de 3 geradores

CONSIDERAÇÕES	VALORES
PERDAS SEM UFV	56,53 kW
PERDAS COM UFV	20,37 kW
MELHOR BARRA	8, 35 e 15
P_INSTALLADA	0,263 MW, 0,705 MW e 0,920 MW

Fonte – O autor.

Em sequência, obteve-se como representado na equação 4.8 o valor do fator K.

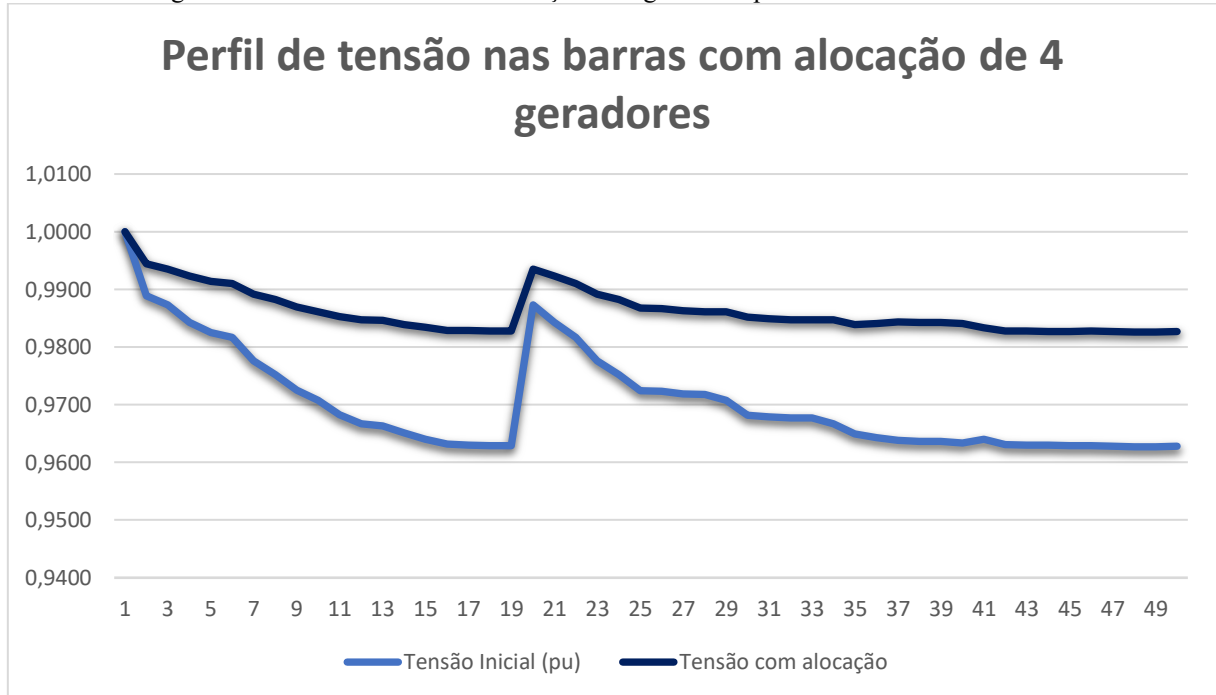
$$K = \frac{(263 + 705 + 920) \text{ kW}}{20,37 \text{ kW}} = 94,4 \quad (4.8)$$

Assim, para cada 1 kW de perdas, consegue-se inserir 94,4 kW de geração no sistema com potência total instalada de 1,888 MW.

4.4.4 Caso 4 – Alocação de 4 geradores

O perfil de tensão para esta simulação é representado pela Figura 24 em sequência.

Figura 26: Perfil de tensão com alocação de 4 geradores para o sistema *IEEE 50* barras



Fonte – O autor.

Os resultados após simulação podem ser conferidos na Tabela 14.

Tabela 14 –Tabela de resultados para *IEEE 50* barras com alocação de 4 geradores

CONSIDERAÇÕES	VALORES
PERDAS SEM UFV	56,53 kW
PERDAS COM UFV	20,09 kW
MELHOR BARRA	45, 36, 25 e 29
P_INSTALLADA	0,630 MW, 0,594 MW, 0,179 MW e 0,476 MW

Fonte – O autor.

Para o fator K, obteve-se como apresentado na equação 4.9 em sequência.

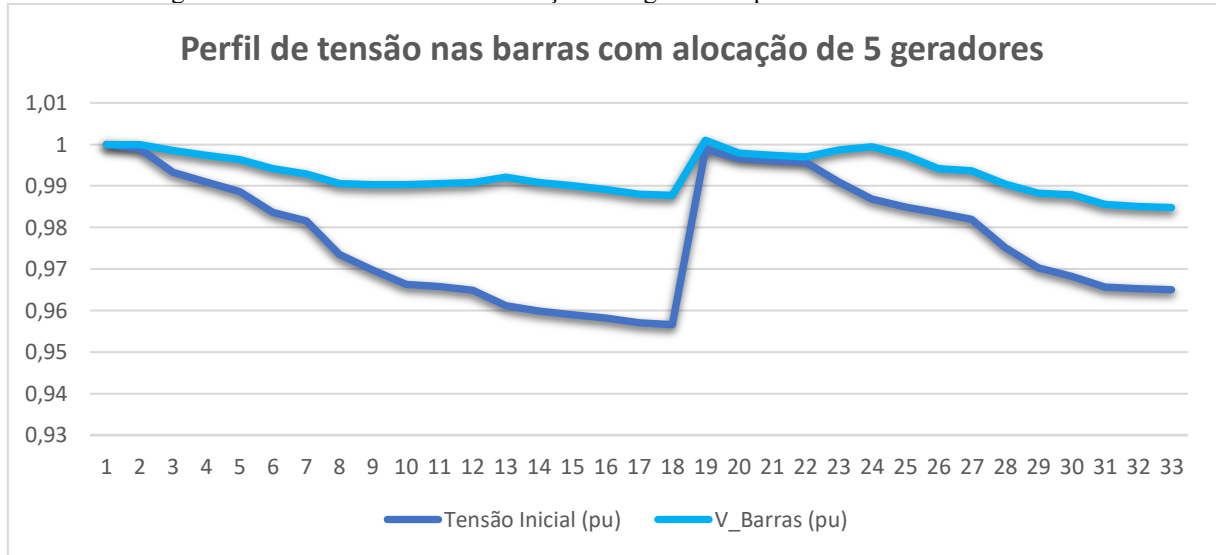
$$K = \frac{(630 + 594 + 179 + 476) \text{ kW}}{20,09 \text{ kW}} = 93,95 \text{ (4.9)}$$

Assim, para cada 1 kW de perdas, consegue-se inserir 93,95 kW de geração no sistema com potência total instalada de 1,879 MW.

4.4.5 Caso 5 – Alocação de 5 geradores

O perfil de tensão em comparação com as tensões iniciais pode ser checado na Figura 27.

Figura 27: Perfil de tensão com alocação de 5 geradores para o sistema *IEEE 50* barras



Fonte – O autor.

Os resultados após simulação estão sintetizados na Tabela 15.

Tabela 15 –Tabela de resultados para *IEEE 50* barras com alocação de 5 geradores

CONSIDERAÇÕES	VALORES
PERDAS SEM UFV	56,53 kW
PERDAS COM UFV	20,81 kW
MELHOR BARRA	16, 30, 24, 26, 37
P_INSTALLADA	0,767MW, 0,425MW, 0,287MW, 1,047MW e 0,356 MW

Fonte – O autor.

Por fim, verifica-se o valor do fator K como representado na equação 4.10.

$$K = \frac{(767 + 425 + 287 + 1047 + 365) \text{ kW}}{20,81 \text{ kW}} = 138,99 \quad (4.10)$$

Assim, para cada 1 kW de perdas, consegue-se inserir 138,99 kW de geração no sistema com capacidade instalada de 2,891 MW.

4.4.6 Perfil de Perdas para a alocação de 1 a 10 geradores no sistema *IEEE* 50 barras

Nesta seção, trata-se do levantamento das perdas quanto alocados de 1 a 10 geradores para o sistema *IEEE* de 50 barras, e, neste caso, observou-se os dados como apresentados pela Tabela 16.

Tabela 16 –Perdas para alocação de até 10 geradores no sistema *IEEE* 50 barras

Nº Geradores Perdas (kW)	QTDE GD'S VS PERDAS ACUMULADAS									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	21,49	20,76	20,37	20,09	20,81	20,07	20,01	21,79	19,84	20,06

Fonte – O autor.

O perfil para as perdas em relação ao número de geradores pode ser checado na Figura 28 em sequência.

Figura 28: Perfil de perdas com a inserção de geradores para o sistema *IEEE* 50 barras

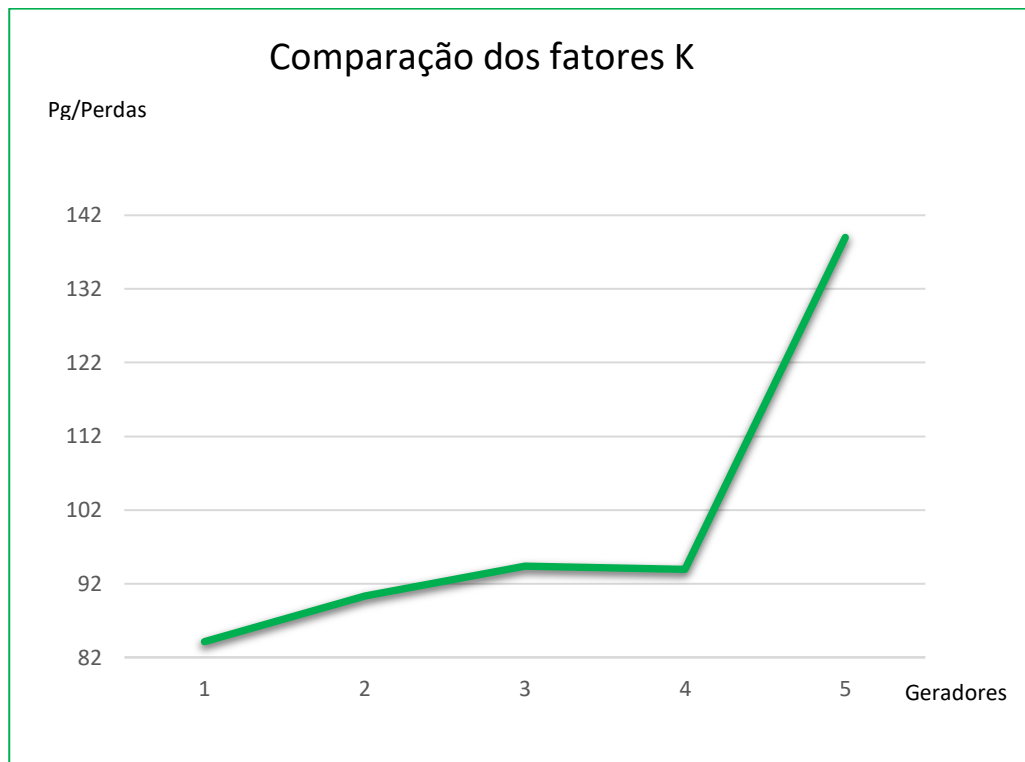


Fonte – O autor

4.4.7 Relação do fator K para os 5 casos realizados no sistema *IEEE* 50 barras

A Figura 29 compara os 5 resultados quanto à relação de potência instalada em kW para cada 1 kW de perda.

Figura 29: Comparação dos fatores K para o sistema *IEEE* 50 barras



Fonte – O autor.

Com isso, finaliza-se a exposição dos dados levantados para sistema *IEEE* de 50 barras sem restrição de inserção de geradores.

4.4.8 Análise do sistema *IEEE* 50 barras com restrição de alocação

Esta seção se dedica a levantar alguns resultados do sistema *IEEE* de 50 barras quando há restrição de inserção dos geradores até a barra 13. Por isso, os dados serão resumidos para a comparação com o que foi exposto quanto ao sistema sem restrição de local. As perdas sem alocação são as mesmas citadas anteriormente, com valor de 56,23 kW.

Tabela 17– Valores encontrados para a simulação no sistema *IEEE* 50 barras com restrição de inserção de geradores

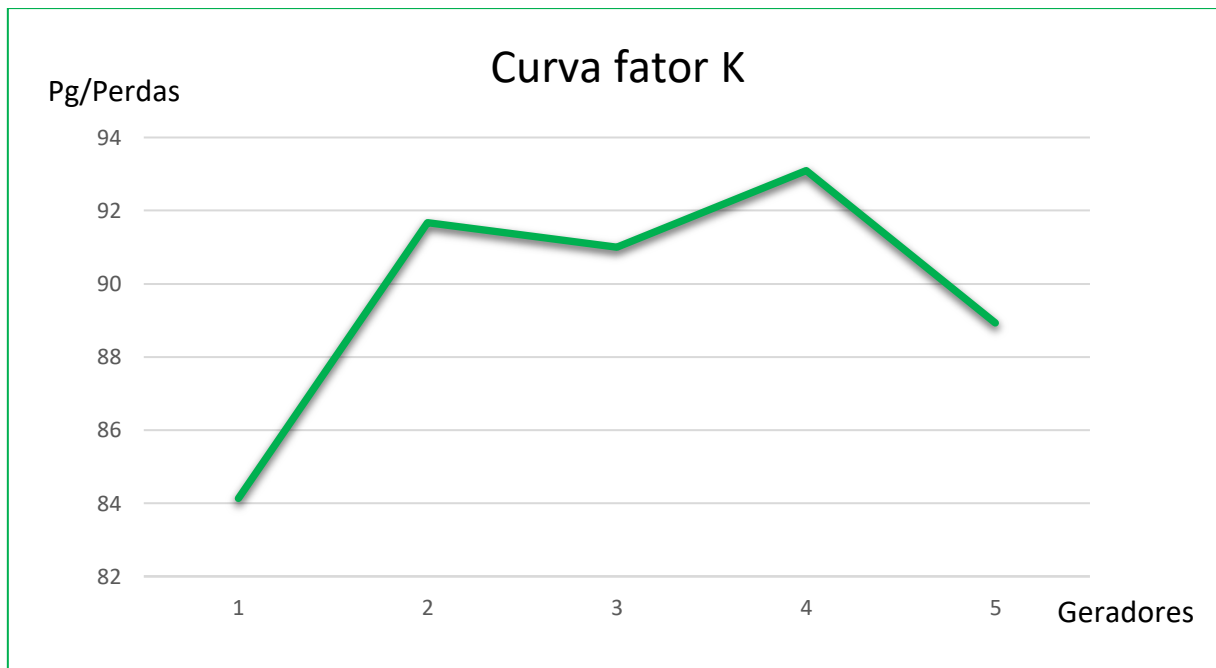
CONSIDERAÇÕES	1 GD	2GDs	3GDs	4GDs	5GDs
---------------	------	------	------	------	------

PERDAS SEM UFV	56,23kW	56,23kW	56,23kW	56,23kW	56,23kW
PERDAS COM UFV	21,49kW	21,13kW	21,10kW	21,09kW	21,54kW
POTÊNCIA TOTAL INSTALADA	1,808MW	1,925MW	1,911MW	1,955MW	1,912MW
RELAÇÃO K	84,13	91,67	91	93,09	88,93

Fonte – O autor.

A curva para o fator K está representada na Figura 30.

Figura 30: Curva do fator K para os cinco casos simulados no sistema IEEE 50 barras



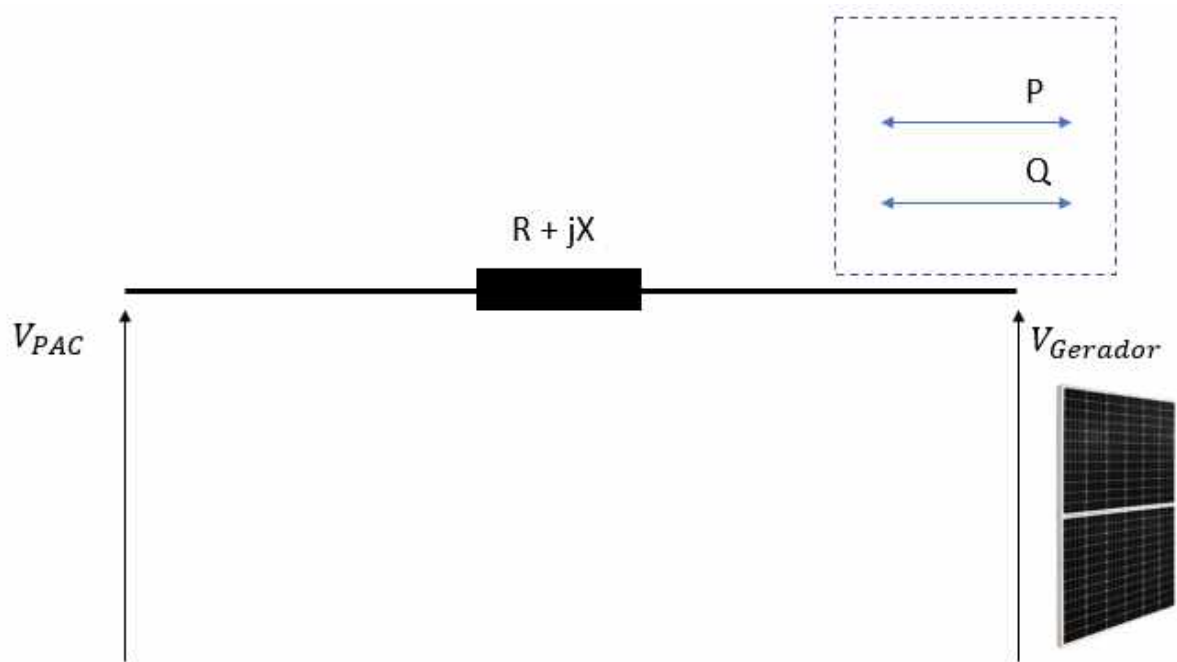
Fonte – O autor.

Com os dados representados, finaliza-se a exposição dos resultados encontrados.

4.5 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Com as simulações e análises realizadas, além da redução de perdas, que excepcionalmente foi um dos principais aspectos estudados, percebeu-se que a restrição da tensão dentro dos limites impostos pelo PRODIST trouxe um perfil de tensão, em todos os casos, superior ao representado pelo sistema sem nenhuma alocação. Via de regra, os resultados não estão atrelados à atuação do algoritmo, mas sim pelo fenômeno de injeção de potência na rede como indicado na Figura 31.

Figura 31: Fluxo de potência com geração de ativo por energia solar fotovoltaica



Fonte – O autor.

A variação de tensão no momento da geração é dada pela equação 4.11 a seguir.

$$\Delta V = V_{Gerador} - V_{PAC} \cong \frac{RP + XQ}{V_{Gerador}} \quad (4.11)$$

Sabendo-se que o gerador injeta prioritariamente energia ativa na rede, tem-se que P injetado é muito maior que Q para gerações fotovoltaica, retornando o apresentando na equação 4.12.

$$P \gg Q \rightarrow RP + XQ > 0 \quad (4.12)$$

Com o exposto, para que a energia ativa dos geradores fotovoltaicos seja exportada para a rede, necessita-se da condição representada pela equação 4.13.

$$V_{Gerador} > V_{PAC} \quad (4.13)$$

Com o exposto, justifica-se o perfil de tensão superior quando são adicionados os geradores nos pontos determinados pelo algoritmo.

4.5.1 Análise e discussão dos resultados: Sistema *IEEE* de 33 Barras

Inicialmente, descreve-se os valores das tensões nas barras antes e depois da alocação dos geradores, sintetizados na Tabela 18.

Tabela 18 – Valores de tensão encontrados para as simulações no sistema *IEEE* 33 barras

Barra	Tensão Inicial (pu)	V - 1 GD (pu)	V - 2 GDs (pu)	V - 3 GDs (pu)	V - 4 GDs (pu)	V - 5 GDs (pu)
1	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
2	0,9989	0,9993	0,9996	0,9996	0,9999	0,9997
3	0,9932	0,9958	0,9976	0,9976	0,9985	0,9982
4	0,9909	0,995	0,9965	0,9966	0,9974	0,9970
5	0,9886	0,9944	0,9955	0,9957	0,9964	0,9960
6	0,9836	0,9929	0,9931	0,9935	0,9942	0,9936
7	0,9816	0,9918	0,9917	0,9922	0,9929	0,9923
8	0,9735	0,9911	0,9892	0,9902	0,9906	0,9897
9	0,9697	0,9919	0,9888	0,9901	0,9903	0,9893
10	0,9663	0,9929	0,9887	0,9903	0,9903	0,9892
11	0,9658	0,9932	0,9888	0,9905	0,9905	0,9893
12	0,9649	0,9924	0,9891	0,9909	0,9908	0,9896
13	0,9612	0,9888	0,9902	0,9924	0,9921	0,9907
14	0,9599	0,9875	0,9889	0,9929	0,9908	0,9911
15	0,9590	0,9867	0,9881	0,9921	0,9900	0,9922
16	0,9582	0,9859	0,9873	0,9913	0,9892	0,9914
17	0,9570	0,9847	0,9861	0,9902	0,9880	1,0000
18	0,9566	0,9844	0,9858	0,9898	0,9877	0,9899
19	0,9988	0,9992	0,9995	0,9995	1,0010	0,9996
20	0,9966	0,9970	0,9973	0,9973	0,9979	0,9974
21	0,9961	0,9965	0,9968	0,9968	0,9974	0,9969
22	0,9957	0,9962	0,9964	0,9964	0,9970	0,9965
23	0,9910	0,9936	0,9973	0,9972	0,9987	0,9973
24	0,9869	0,9895	0,9971	0,9966	0,9994	0,9958
25	0,9849	0,9875	0,9951	0,9946	0,9974	0,9938
26	0,9835	0,9929	0,9930	0,9935	0,9941	0,9936
27	0,9820	0,9914	0,9915	0,9925	0,9936	0,9928
28	0,9752	0,9846	0,9848	0,9880	0,9904	0,9890
29	0,9703	0,9798	0,9800	0,9849	0,9883	0,9864
30	0,9682	0,9777	0,9779	0,9839	0,9879	0,9858
31	0,9657	0,9753	0,9754	0,9835	0,9855	0,9860
32	0,9652	0,9747	0,9749	0,9829	0,9850	0,9861
33	0,9650	0,9746	0,9747	0,9828	0,9848	0,9859

Fonte – O autor.

Para as quatro primeiras análises, a maior variação de tensão em comparação à tensão de referência de 1 pu foi verificada na barra mais à jusante, ou seja, barra 33. Para a quinta análise, a barra que mais apresentou variação em relação a tensão de referência foi a barra 30.

No sistema *IEEE* 33 barras, percebe-se que as perdas acumuladas do sistema diminuem com o aumento da inserção de geradores, com exceção da alocação de 8 geradores, que apresentou melhoras em relação à 7 e 9 geradores. Além disso, o nível de tensão nas barras apresenta maior proximidade com o nível de tensão da barra de referência, que possui 1 pu quando comparado aos níveis de tensão iniciais. Com isso, percebe-se uma resposta satisfatória do algoritmo quanto à redução de perdas e, ao mesmo tempo, controle do nível de tensão das barras.

Destaca-se também, o valor K , indicador que representa a inserção de potência ativa no sistema em relação a cada kW de perda gerada, apresentando resultados mais satisfatórios quando o número de geradores cresce. Ademais, as perdas com o aumento da inserção de geradores tendem a decair “exponencialmente”, tornando a curva praticamente linear a partir do sétimo gerador alocado. Mesmo com o sistema permitindo a alocação de geradores até 5 MW, o algoritmo convergiu para valores inferiores a este, que pode, sem sombra de dúvidas, ser um ponto de atenção. Vale ressaltar também, que o limite de potência imposto foi para a alocação de cada gerador, podendo somar em sua totalidade até 50 MW de potência instalada. Contudo, somando todas as gerações previstas pelo algoritmo, não se teve metade da potência máxima disponibilizada como restrição.

Percebe-se também que, ao aumentar o número de geradores o sistema propende a manter os geradores ótimos das simulações anteriores, como acontece para os três primeiros geradores. A partir do caso 4, o algoritmo sugere outro conjunto de barras para a inserção dos geradores.

Neste âmbito, os resultados apontam para redução das perdas no sistema quando comparado com a simulação das perdas iniciais, mesmo que a capacidade instalada seja considerada baixa.

Os valores de tensão em pu a cada simulação variaram positivamente, mesmo que as variações não sejam tão satisfatórias. Dessa forma, como esperado, o algoritmo sugere mais injeção de potência ativa no sistema, conforme o número de geradores cresce. Todavia, não se deve entender este comportamento como regra, visto que não há relação direta entre a potência instalada e o número de geradores, apenas restrição de valor máximo e mínimo.

4.5.2 Análise e discussão dos resultados: Sistema *IEEE* de 50 Barras

Inicialmente, novamente, são descritos os valores das tensões nas barras antes e depois da alocação dos geradores, sintetizados na tabela 19, como realizado na seção anterior.

Tabela 19 – Valores de tensão encontrados para as simulações no sistema *IEEE* 50 barras

Barra	Tensão Inicial (pu)	V - 1 GD (pu)	V - 2 GDs (pu)	V - 3 GDs (pu)	V - 4 GDs (pu)	V - 5 GDs (pu)
1	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
2	0,9889	0,9943	0,9943	1,0047	0,9944	0,9954
3	0,9873	0,9934	0,9934	1,0055	0,9935	0,9945
4	0,9843	0,9921	0,9921	1,0076	0,9923	0,9933
5	0,9825	0,9912	0,9912	1,0085	0,9914	0,9924
6	0,9817	0,9908	0,9908	1,0089	0,9910	0,9920
7	0,9776	0,9889	0,9889	1,0117	0,9892	0,9902
8	0,9752	0,9879	0,9879	1,0135	0,9882	0,9892
9	0,9725	0,9866	0,9865	1,0147	0,9869	0,9880
10	0,9708	0,9858	0,9858	1,0160	0,9861	0,9872
11	0,9683	0,9850	0,9850	1,0186	0,9853	0,9865
12	0,9667	0,9845	0,9845	1,0202	0,9847	0,9860
13	0,9663	0,9844	0,9844	1,0206	0,9846	0,9859
14	0,9651	0,9840	0,9839	1,0219	0,9839	0,9855
15	0,9640	0,9830	0,9834	1,0217	0,9834	0,9849
16	0,9632	0,9821	0,9829	1,0215	0,9829	0,9844
17	0,9630	0,9819	0,9829	1,0216	0,9829	0,9843
18	0,9629	0,9818	0,9828	1,0215	0,9828	0,9842
19	0,9629	0,9818	0,9828	1,0215	0,9828	0,9842
20	0,9873	0,9934	0,9934	1,0055	0,9935	0,9945
21	0,9843	0,9921	0,9921	1,0076	0,9923	0,9933
22	0,9817	0,9908	0,9908	1,0089	0,991	0,9920
23	0,9776	0,9889	0,9889	1,0117	0,9892	0,9902
24	0,9752	0,9879	0,9879	1,0135	0,9882	0,9892
25	0,9724	0,9865	0,9864	1,0146	0,9868	0,9879
26	0,9723	0,9863	0,9863	1,0145	0,9867	0,9877
27	0,9719	0,986	0,9860	1,0142	0,9863	0,9882
28	0,9718	0,9858	0,9858	1,0140	0,9861	0,9881
29	0,9708	0,9858	0,9858	1,0160	0,9861	0,9872
30	0,9682	0,9849	0,9849	1,0186	0,9852	0,9864
31	0,9679	0,9846	0,9846	1,0183	0,9849	0,9861
32	0,9677	0,9844	0,9844	1,0181	0,9847	0,9859
33	0,9677	0,9844	0,9844	1,0181	0,9847	0,9859
34	0,9667	0,9845	0,9845	1,0202	0,9847	0,986
35	0,9649	0,9838	0,9838	1,0230	0,9839	0,9855
36	0,9643	0,9832	0,9832	1,0282	0,9841	0,9853
37	0,9638	0,9827	0,9827	1,0334	0,9844	0,9847

38	0,9636	0,9826	0,9825	1,0332	0,9843	0,9846
39	0,9636	0,9826	0,9825	1,0332	0,9843	0,9846
40	0,9634	0,9824	0,9823	1,0331	0,9841	0,9844
41	0,9640	0,9829	0,9833	1,0216	0,9833	0,9849
42	0,9631	0,9820	0,9828	1,0215	0,9828	0,9844
43	0,9630	0,9820	0,9828	1,0214	0,9828	0,9845
44	0,9630	0,9819	0,9827	1,0213	0,9827	0,9846
45	0,9629	0,9819	0,9827	1,0213	0,9827	0,9845
46	0,9629	0,9818	0,9828	1,0215	0,9828	0,9842
47	0,9628	0,9818	0,9827	1,0214	0,9827	0,9841
48	0,9627	0,9817	0,9826	1,0213	0,9826	0,9840
49	0,9627	0,9816	0,9826	1,0212	0,9826	0,9839
50	0,9628	0,9818	0,9827	1,0214	0,9827	0,9841

Fonte – O autor.

A partir da Tabela 19 é possível perceber que as maiores variações de tensão tendo como base o gabarito, acontecem nas barras mais a jusante do alimentador, o que se justifica pelas perdas devido à distância delas para a barra de referência.

O sistema do *IEEE* de 50 barras retornou uma resposta análoga ao que se percebeu no sistema *IEEE* de 33 barras. As perdas de uma forma geral são reduzidas com o aumento de geradores, além de tenderem a uma relação superior de potência ativa instalada para cada 1kW de perda no sistema. Neste caso, porém, na simulação de 3 geradores, percebeu-se um perfil de tensão que destoou em relação aos demais. Entretanto, para esse caso, ainda assim os valores das perdas se mantêm reduzidas, tomando o mesmo caminho do representado no sistema *IEEE* de 33 barras.

Por fim, percebeu-se um comportamento similar quando simulados os dois sistemas sem restrição de local, ambos apresentam redução de perdas com o aumento do número de geradores. Entretanto, conforme o número de unidades geradoras no sistema cresce, a diferença das perdas entre a alocação de n e $n+1$ geradores torna-se menor, convergindo para um valor de perdas quando n é muito grande como pode-se ver na Figura 20, por exemplo. Vale ressaltar, também, que o intuito do controle de tensão neste trabalho foi abordado como uma condição de contorno, e, sendo assim, buscou-se apenas atender os aspectos relacionados aos níveis impostos pelo PRODIST. Logo, consegue-se analisar se o sistema conseguiu manter as tensões dentro dos níveis previstos, mas não se controla ou discute-se as variações existentes de um caso ao outro.

4.5.3 Análise do sistema com restrição de alocação de geradores

Diferentemente do que se observou em relação aos sistemas sem restrição, acrescentando uma restrição para a alocação de unidades geradoras, percebeu-se que com a inserção do quarto gerador foi obtida a melhor resposta em relação à injeção de potência ativa, quando comparado ao módulo das perdas, o que não aconteceu nas simulações sem restrição. Isto, visto que analisando de 1 a 5 geradores, o aumento do número de unidades de geração estava associado aos menores valores de perdas ativas no sistema.

Com isso, é notório que a resposta do algoritmo está associada também à quantidade de barras disponíveis para a alocação dos geradores, podendo então, interferir nos resultados de perdas *versus* quantidade de geradores alocados.

Nesse contexto, via de regra, com o aumento dos geradores notou-se nos três casos uma diminuição das perdas ativas nos alimentadores. Todavia, a restrição de local pode gerar pequenas variações em comparação ao sistema sem restrição, o que não desclassifica a utilização do algoritmo, visto que a diferença nas perdas da solução ótima dos dois casos (com e sem restrição) quando comparadas, não resultou em diferenças significativas de perdas.

5 – CONCLUSÃO

5.1 CONCLUSÕES

Com as simulações realizadas, buscou-se comparar as perdas técnicas com a alocação de até 5 geradores. Feito isso, foram analisados aspectos como os perfis de tensão, perdas ativas, posicionamento dos geradores, bem como, a dimensão da GD inserida em cada posição, resultando em um máximo de potência global para geração. Adicionalmente, foi simulado também um caso em que existe restrições de barras a serem inseridos os geradores. Por fim, foi analisado o perfil de perdas acumuladas quando alocados de 1 a 10 geradores no sistema, verificando o comportamento do sistema quando a possibilidade de inserção de geradores aumenta. Além disso, a relação entre a potência alocada em kW para cada 1 kW de perda foi comparada para cada situação apresentada.

Com a simulação da computação evolutiva foi possível encontrar bons resultados dentro do espaço de solução analisado. O algoritmo utilizado baseou-se na adaptação de premissas já existentes e com resultados satisfatórios conhecidos para o problema da alocação de geradores

distribuídos em sistemas de distribuição. Na simulação implementada, percebeu-se a necessidade de controlar os níveis de tensão nas barras do sistema, quando há alocação de muitas unidades.

Análises dessa natureza são cada dia mais relevantes no contexto estratégico das distribuidoras, dado que a tendência de aumento desse tipo de geração é iminente. Poder rastrear os pontos de inserção de GDs, mais especificamente os fotovoltaicos, contribui satisfatoriamente para a redução de custos e ainda permite aumento da viabilidade econômica dos investimentos feitos pelas empresas concessionárias.

Portanto, a redução de perdas acumuladas do sistema melhora a estabilidade e confiabilidade da energia fornecida, contribuindo com a qualidade da energia elétrica entregue ao consumidor final. Dessa forma, os algoritmos que utilizam a computação para otimizar sistemas elétricos, não somente a evolução diferencial, mas também as demais estratégias se mostram de extrema relevância para aplicações práticas nas redes elétricas atuais e futuras.

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Devido à grande contribuição que a alocação ótima de geradores pode ter na perspectiva econômica e técnica dos SEP, indica-se como sugestão para trabalhos futuros:

- A análise econômica das perdas utilizando algoritmos da computação evolutiva, visto que essa topologia apresentada retorna resultados convergentes e também o controle de tensão buscando entender-se as variações dos níveis apresentados barra a barra;
- Também, e não menos importante, incluir a inserção de banco de capacitores na análise, para correção do reativo injetado na rede. Quando se trata de UnFVs, sendo estas reguladas para fator de potência igual a 1, muitas vezes, chaveia-se o transformador de acoplamento buscando a redução do reativo injetado, isto pode implicar em redução de sua vida útil.
- Por fim, a análise da capacidade de hospedagem de sistemas, tomando como base os indicadores de qualidade da energia, tais como, harmônicos, desequilíbrios, flutuações de tensão, entre outros, se mostra de extrema importância e, portanto, são ótimos temas para a realização de trabalhos futuros.
- Além destes, salienta-se também a necessidade de avaliar essas inserções em ambientes com mais barras e que possuam equipamentos tais como os reguladores de tensão, filtros harmônicos, *FACTs*, etc. O que pode alterar os resultados esperados.

REFERÊNCIAS

- [1] Matriz Energética e Elétrica. Empresa de Pesquisa Energética. Brasil, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcedenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 28 mai. 2021.
- [2] DA SILVA SANTOS, Rafaela et al. **CRESCIMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA NO BRASIL E CORRELAÇÃO ENTRE OS ESTADOS. CRESCIMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA NO BRASIL E CORRELAÇÃO ENTRE OS ESTADOS**. Revista Metropolitana de Sustentabilidade - RMS, São Paulo, v. 10, n. 3, p. 143-158, Set/Dez., 2020, 2020. 16 p. Disponível em: [https://revistaseletronicas.fmu.br/index.php/rms/article/download/2373/pdf#:~:text=Conforme%20ANEL%20\(2019\)%2C%20a,minigera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADda%20de%20energia%20el%C3%A9trica.&text=S%C3%B3%20em%202019%2C%20conforme%20proje%C3%A7%C3%B5es,ter%C3%A1%20um%20crescimento%20de%2097%25..](https://revistaseletronicas.fmu.br/index.php/rms/article/download/2373/pdf#:~:text=Conforme%20ANEL%20(2019)%2C%20a,minigera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADda%20de%20energia%20el%C3%A9trica.&text=S%C3%B3%20em%202019%2C%20conforme%20proje%C3%A7%C3%B5es,ter%C3%A1%20um%20crescimento%20de%2097%25..) Acesso em: 16 mai. 2021.
- [3] CECCON, Denny. **Algoritmos de otimização: Conceitos sobre IA. Expert Academy. Brasil, 2020**. Disponível em: <https://iaexpert.academy/2020/07/13/algoritmos-de-otimizacao/>. Acesso em: 19 mai. 2021.
- [4] LUIZ, Gustavo . **Como o MatLab pode ajudar sua empresa ou seu curso de Engenharia?**. Engenharia Cotidiana. 2013. Disponível em: <https://engenhariacotidiana.com/como-o-matlab-pode-ajudar-sua-empresa-ou-seu-curso-de-engenharia/>. Acesso em: 27 mai. 2021.
- [5] GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Brasil, 2019. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877. Acesso em: 28 mai. 2021.
- [6] OLIVIERI, Giuliana. **Brasil é o 3º país mais atrativo para investimentos em fonte renovável: Segundo a BNEF, o levantamento avalia as condições de investimento para energia limpa em economias emergentes**. Brasil, 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/brasil-e-o-3o-pais-mais-atrativo-para-investimentos-em-fonte-renovavel/>. Acesso em: 19 mai. 2021.
- [7] SOLUÇÕES INTEGRADAS Incentivos governamentais impulsionam a energia fotovoltaica. Engie. Brasil, 2019. Disponível em: <https://blog-solucoes.engie.com.br/energia-solar/incentivos-governamentais-energia-solar/>. Acesso em: 29 mai. 2021.
- [8] Consumo total de energia no Brasil deve crescer 2,2% ao ano até 2040, estima BP. Estado de Minas Economia. Brasil, 2019. Disponível em: https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2019/02/14/internas_economia,1030618/consumo-total-de-energia-no-brasil-deve-crescer-2-2-ao-ano-ate-2040.shtml. Acesso em: 24 mai. 2021.
- [9] BADRA, Mateus . **Energia fotovoltaica cresce 20% no mundo, aponta IRENA: Seguindo essa curva de crescimento, a energia eólica aparece em segundo com um aumento de 59 GW (+10%)**. Canal Solar. Brasil, 2020. Disponível em: [https://canalsolar.com.br/energia-solar-cresce-20-no-mundo/#:~:text=A%20energia%20solar%20fotovoltaica%20continua,%25\)%20em%20compara%C3%A7%C3%A3o%20com%202018..](https://canalsolar.com.br/energia-solar-cresce-20-no-mundo/#:~:text=A%20energia%20solar%20fotovoltaica%20continua,%25)%20em%20compara%C3%A7%C3%A3o%20com%202018..) Acesso em: 30 mai. 2021.
- [10] PIXABAY. **Reino Unido vai banir carros a combustão e híbridos até 2035: Motos foram os únicos veículos poupados na nova regra que chegará 5 anos antes do previsto**. Estadão. 2020. Disponível em: <https://jornaldocarro.estadao.com.br/carros/reino-unido-banir-combustao-2035/>. Acesso em: 23 mai. 2021.
- [11] Inversor Monofásico com Carregador de Carro Elétrico: **Primeiro Inversor Solar e Carregador de Carro Elétrico 2 em 1 do Mundo**. Solar Edge. Salvador BA, 2019. Disponível em: <https://www.solaredge.com/br/products/ev-charger#/ev-charger>. Acesso em: 19 mai. 2021.

- [12] Energia Solar no Brasil. Portal Solar. Brasil. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-no-brasil.html>. Acesso em: 25 mai. 2021.
- [13] M. MODIANO, Eduardo. **pesquisa e planejamento economico: Energia e economia: um modelo integrado para o Brasil***. http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/6255/1/PPE_v13_n02_Energia.pdf. Rio de Janeiro, 1983. Disponível em: http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/6255/1/PPE_v13_n02_Energia.pdf. Acesso em: 20 mai. 2021.
- [14] Brasil assume 16ª posição no ranking mundial de energia solar. CanalEnergia.com.br. Brasil, 2020. Disponível em: <https://canalenergia.com.br/noticias/53140046/brasil-assume-16a-posicao-no-ranking-mundial-de-energia-solar#:~:text=O%20Brasil%20assumiu%20a%2016%C2%AA,53%20GW%20de%20capacidade%20instalada..> Acesso em: 2 jun. 2021.
- [15] Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Infográfico ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). Brasil, 2021. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/wp-content/uploads/2021/02/2021.01.08%20Infogr%C3%A1fico%20ABSOLAR%20n%C2%B0%2027.pdf>. Acesso em: 30 mai. 2021.
- [16] Plano Decenal de Expansão de Energia. Ministério de Minas e Energia Secretaria de Planejamento e desenvolvimento Energético. Brasil, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-564/Minuta_do_Plano_Decenal_de_Expansao_de_Energia_2030__PDE_2030.pdf. Acesso em: 20 mai. 2021.
- [17] O que é geração distribuída de energia elétrica?. Canal Solar. 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-geracao-distribuida-de-energia-eletrica/#:~:text=de%20energia%20el%C3%A9trica%3F-,A%20gera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADa%20%C3%A9%20uma%20modalidade%20de%20gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20energia,modelo%20tradicional%20de%20gera%C3%A7%C3%A3o%20centralizada..> Acesso em: 26 mai. 2021.
- [18] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasil, 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 3 jun. 2021.
- [19] SKORUPA, Thayane ; TAVARES FABRICA MARTINS, Mitiani ; CRUZ RODRÍGUEZ PAZ, Martín . VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 17 a 20 de abril de 2018: **ALOCÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA REDUÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 17 a 20 de abril de 2018. Gramado, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/173>. Acesso em: 17 mai. 2021.
- [20] EMANUEL BENITEZ, ELIAS . **ALGORITMO HEURÍSTICO CONSTRUTIVO APLICADO AO PLANEJAMENTO DE REDES AÉREAS DE MÉDIA TENSÃO COM A ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. BDTD Biblioteca Digital de Teses e Dissertações. Foz do Iguaçu, 2017. Disponível em: <http://tede.unioeste.br/handle/tede/3403>. Acesso em: 30 mai. 2021.
- [21] LOPES ALENCAR DE CARVALHO, Thiago ; ROBERTO FERREIRA, Niraldo . **Optimal Allocation of Distributed Generation using Ant Colony Optimization in Electrical Distribution System**. IEEEEXPLORE. Salvador BA, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8395672>. Acesso em: 18 mai. 2021.

- [22] VIANA BATISTA, Rodrigo ; R. DE ARAUJO, Leandro ; R.R PENIDO, Débora. **ALOCÇÃO ÓTIMA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS PARA REDUÇÃO DE PERDAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO INCERTEZAS DA DEMANDA**. Sociedade Brasileira de Automática. Juiz de Fora, 2020. 8 p. Disponível em: <https://doi.org/10.48011/asba.v2i1.1736>. Acesso em: 1 jun. 2021.
- [23] MARTINS BELMINO, Lucas. **Posicionamento e Dimensionamento de Geração Distribuída em Rede de Distribuição de Energia Elétrica**. Repositório Universidade Federal do Ceará. Brasil, 2020. Disponível em: <http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/53323>. Acesso em: 17 mai. 2021.
- [24] DE MATOS GUEDES, Larissa . **ALOCÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO PERDAS E ASPECTOS ECONÔMICOS**. Repositório UNB. Brasília, 2013. Disponível em: https://www.repositorio.unb.br/bitstream/10482/14353/1/2013_LarissadeMatosGuedes.pdf. Acesso em: 27 mai. 2021.
- [25] SÉRGIO ZANIN JÚNIOR, PAULO . **Modelo multiobjetivo de alocação e dimensionamento de geração distribuída para redes de distribuição**. BDTD Biblioteca Digital de Teses e Dissertações. 2018. Disponível em: <https://repositorio.bc.ufg.br/tede/handle/tede/8442>. Acesso em: 25 mai. 2021.
- [26] RIBEIRO, Andrei ; BARBOSA, Fábio ; VICTOR LEMOS, Francisco . **Otimização Multiobjetivo para Alocação de Geradores Distribuídos e Banco de Capacitores Fixos**. Sociedade Brasileira de Inteligência Computacional. 2019. Disponível em: <http://abricom.org.br/eventos/cbic2019/cbic2019-65/>. Acesso em: 13 mai. 2021.
- [27] ROY, Kingshuk ; SRIVASTAVA, Laxmi ; DIXIT, Shishir . **Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Using Multi-Verse Optimization**. IEEEEXPLORE. 2020. Disponível em: Acesso em: 26 mai. 2021.
- [28] S. ABU-MOUTI, Fahad ; E. EL-HAWARY, M. **Optimal Distributed Generation Allocation and Sizing in Distribution Systems via Artificial Bee Colony Algorithm**. IEEEEXPLORE. 2011. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6029809>. Acesso em: 24 mai. 2021.
- [29] J. VON ZUBEN, Fernando . **Computação Evolutiva: Uma Abordagem Pragmática**. ic.unicamp.br. Brasil, 2011. Disponível em: <https://www.ic.unicamp.br/~rocha/teaching/2011s1/mc906/aulas/computacao-evolutiva-uma-abordagem-pragmatica.pdf>. Acesso em: 26 mai. 2021.
- [30] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasil, 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 3 jun. 2021.
- [31] Sistema de compensação de energia elétrica. Copel. Brasil, 2020. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/poder-publico/micro-e-mini-geracao/#:~:text=Classifica%C3%A7%C3%A3o%20da%20central%20geradora%20segundo,fontes%20renov%C3%A1veis%20de%20energia%20el%C3%A9trica..> Acesso em: 24 mai. 2021.
- [32] LUIZ, Gustavo. **Como o Matlab pode ajudar sua empresa ou seu curso de Engenharia?** Engenharia Cotidiana. Disponível em: <https://engenhariacotidiana.com/como-omatlab-%20pode-ajudar-sua-empresa-ou-seu-curso-de-engenharia/>. Acesso em: 27 mai. 2021.

APÊNDICE I

Alimentador IEEE 33 barras						
Ramo	De	Para	R (Ω)	X (Ω)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	0,057526	0,029761	0,1	0,06
2	2	3	0,307595	0,156668	0,09	0,04
3	3	4	0,228357	0,1163	0,12	0,08
4	4	5	0,237778	0,121104	0,06	0,03
5	5	6	0,510995	0,441115	0,06	0,02
6	6	7	0,116799	0,386085	0,2	0,1
7	7	8	1,067786	0,77061	0,2	0,1
8	8	9	0,642643	0,461705	0,06	0,02
9	9	10	0,648882	0,461705	0,06	0,02
10	10	11	0,122664	0,040555	0,045	0,03
11	11	12	0,233598	0,077242	0,06	0,035
12	12	13	0,915922	0,720634	0,06	0,035
13	13	14	0,337918	0,444796	0,12	0,08
14	14	15	0,36874	0,328185	0,06	0,01
15	15	16	0,465635	0,340039	0,06	0,02
16	16	17	0,80424	1,073775	0,06	0,02
17	17	18	0,456713	0,358133	0,09	0,04
18	2	19	0,102324	0,097644	0,09	0,04
19	19	20	0,938508	0,845668	0,09	0,04
20	20	21	0,255497	0,298486	0,09	0,04
21	21	22	0,442301	0,584805	0,09	0,04
22	3	23	0,281515	0,192356	0,09	0,05
23	23	24	0,560285	0,442425	0,42	0,2
24	24	25	0,559037	0,437434	0,42	0,2
25	6	26	0,126657	0,064514	0,06	0,025
26	26	27	0,17732	0,090282	0,06	0,025
27	27	28	0,660737	0,582559	0,06	0,02
28	28	29	0,501761	0,437122	0,12	0,07
29	29	30	0,316642	0,161285	0,2	0,6
30	30	31	0,607953	0,60084	0,15	0,07
31	31	32	0,193729	0,225799	0,21	0,1
32	32	33	0,212759	0,330805	0,06	0,04

APÊNDICE II

Alimentador IEEE 50 barras						
Ramo	De	Para	R (Ω)	X (Ω)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	0,4492	0,5896	0	0
2	2	3	0,068	0,0893	0,012	0,009
3	3	4	0,1436	0,1339	0	0
4	4	5	0,0748	0,0981	0	0
5	5	6	0,034	0,0446	0	0
6	6	7	0,1894	0,1959	0	0
7	7	8	0,1159	0,1134	0	0
8	8	9	0,1099	0,1443	0	0
9	9	10	0,0872	0,1145	0	0
10	10	11	0,1441	0,1289	0	0
11	11	12	0,0872	0,1145	0	0
12	12	13	0,0232	0,0304	0	0
13	13	14	0,0729	0,0957	0,18	0,135
14	14	15	0,1162	0,1374	0	0
15	15	16	0,1009	0,1324	0	0
16	16	17	0,0322	0,0422	0	0
17	17	18	0,0897	0,1177	0	0
18	18	19	0,0602	0,0789	0	0
19	3	20	0,0089	0,0117	0,004	0,003
20	4	21	0,0062	0,0082	0,036	0,027
21	6	22	0,0482	0,0147	0	0
22	7	23	0,0334	0,0233	0	0
23	8	24	0,033	0,0153	0	0
24	9	25	0,0461	0,0261	0,18	0,135
25	25	26	0,1991	0,0606	0,0896	0,0672
26	26	27	0,2017	0,0614	0,12	0,09
27	27	28	0,1995	0,0607	0,12	0,09
28	10	29	0,0123	0,0161	0	0
29	11	30	0,0379	0,0254	0,024	0,018
30	30	31	0,2097	0,0638	0,09	0,0675
31	31	32	0,1999	0,0609	0,12	0,09
32	32	33	0,2306	0,0702	0	0
33	12	34	0,01	0,0131	0	0
34	14	35	0,0451	0,0273	0,036	0,027
35	35	36	0,2012	0,0612	0,09	0,0675
36	36	37	0,2015	0,0613	0,12	0,09
37	37	38	0,0638	0,0194	0,12	0,09
38	38	39	0,1314	0,0496	0	0
39	38	40	0,3031	0,0923	0,09	0,0675

40	15	41	0,126	0,0383	0,06	0,045
41	16	42	0,012	0,0158	0,036	0,027
42	42	43	0,0398	0,0522	0,06	0,045
43	43	44	0,0398	0,0522	0,06	0,045
44	44	45	0,0395	0,0518	0,09	0,0675
45	17	46	0,01151	0,015107	0,09	0,0675
46	46	47	0,039792	0,052227	0,06	0,045
47	47	48	0,039267	0,051538	0,06	0,045
48	48	49	0,040426	0,053059	0,12	0,09
49	18	50	0,053742	0,016356	0,09	0,0675